



DLR

**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.**
in der Helmholtz-Gemeinschaft



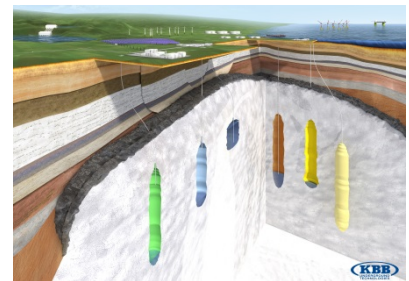
**ludwig bölkow
systemtechnik**



Fraunhofer
ISE



Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck



Gefördert durch:



**Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit**

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Stuttgart, 28.11.2014

Vorstellung der Partner

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik



Abteilung Elektrochemische Energietechnik

Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

Christoph Noack, Dr. Fabian Burggraf, Seyed Schwan Hosseiny, Philipp Lettenmeier, Svenja Kolb, Dr. Stefan Belz, Dr. Josef Kallo, Prof. K. Andreas Friedrich

Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart

Dr. Thomas Pregger, Karl Kiên Cao, Dr. Dominik Heide, Dr. Tobias Naegler, Frieder Borggrefe

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)



Daimlerstr. 15, 85521 Ottobrunn

Dr. Ulrich Bünger, Jan Michalski, Tetyana Raksha

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE



Abteilung für Chemische Energiespeicherung

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany

Christopher Voglstätter, Dr. Tom Smolinka

KBB Underground Technologies GmbH



Baumschulenallee 16, 30625 Hannover

Fritz Crotogino, Sabine Donadei, Peter-Laszlo Horvath, Dr. Gregor-Sönke Schneider

Zusammenfassung

Durch den geplanten Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien in Deutschland rücken Speichertechnologien für elektrische Energie immer stärker in den Fokus des industriellen und politischen Interesses. Eine vielversprechende Möglichkeit für eine Langzeitspeicherung bei hohen Anteilen von Wind- und Photovoltaikanlagen sind Speichertechnologien wie die Wasserstoffspeicherung mit Hilfe von Wasserelektrolyseuren. Diese können erneuerbaren Strom in großen Mengen und bei entsprechender Steuerung selektiv in Zeiten mit hohem Dargebot z.B. an Windstrom chemisch speichern. Der gespeicherte Wasserstoff kann dann entweder zu einem späteren Zeitpunkt wieder rückverstromt oder direkt stofflich verwertet werden, z.B. als Kraftstoff für den Verkehrssektor, als chemischer Rohstoff oder für den Hausenergiebereich durch Einspeisung in das Erdgastransportnetz. Thema der vorliegenden Studie sind Analysen und Planungen für die Erprobung des Gesamtsystems „Wasserstoff-Elektrolyse-Speicherung“ in energiewirtschaftlich relevanten Dimensionen. Dazu werden mit einem neuen Ansatz techno-ökonomische Entwicklungspfade für Wasserstoff-Systeme unterschiedlicher Größe und Technologien charakterisiert und technologische Risiken bei der Realisierung dieser Systeme identifiziert und bewertet. Diese Arbeiten werden ergänzt durch Arbeiten auf dem Gebiet der Salzkavernenspeicherung in Form von Untersuchungen vorhandener Salzkavernen sowie zu den Potenzialen und technologischen Anforderungen. Des Weiteren erfolgen modellbasierte Analysen der Integration der Wasserstoffherzeugung und -nutzung in das zukünftige Energiesystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien aus verschiedenen energiewirtschaftlichen Perspektiven. Ziel ist hierbei einerseits die ökonomische Bewertung im Hinblick auf die Nutzung des Wasserstoffes in unterschiedlichen Märkten und zum anderen wirtschaftliche Sensitivitätsanalysen bei Nutzung unterschiedlicher Elektrolyseverfahren, PEM- und alkalische Elektrolyse.

Kapitel 1 und 2: Auslegung einer alkalischen und PEM-Elektrolyseanlage mit 5 MW und 100 MW elektrischer Leistung

Im ersten Teil der Studie werden vom Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) und vom Fraunhofer ISE die Technologien der alkalischen- und der PEM-Elektrolyse für eine Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen untersucht und verglichen.

Hierfür wird eine Übersicht über kommerziell verfügbare Elektrolyseure erstellt und die Gesamtheit der Kosten (Total Cost of Ownership (TCO)) für zwei zukünftige großskalige PEM-Elektrolyse-Systeme abgeschätzt. Die Abschätzung der TCO geschieht für folgende Systemauslegungen:

- 5 MW-Elektrolyse-System mit der Annahme eines Entwicklungsstands in der kurzfristigen Zukunft
- 100 MW-Elektrolyse-System mit der Annahme eines Entwicklungsstands in der langfristigen Zukunft

Für die Systeme werden die Randbedingungen so gesetzt, dass ein Vergleich der Technologien Alkali- und PEM-Elektrolyse möglich ist. Zur Ermittlung der Kosten wird unter Berücksichtigung der Randbedingungen und gezielt für die zu betrachtende Anwendung jeweils ein Elektrolyse-System mit 5 MW Leistung, bzw. 100 MW Leistung konzipiert.

Zur Ermittlung der TCO erfolgt die Schätzung der Herstellungskosten von Stacks und Systemen inklusive Peripherie und Gebäude sowie der Betriebskosten. Die Herstellungskosten der Stacks werden anhand eines für das Projekt weiterentwickelten Stackkostenmodells sowie unter Berücksichtigung einer Technologiefortschreibung (anhand von in der Literatur verfügbaren Labortestzellen und eigenen Langzeitvorhersagen) abgeschätzt. Die Kosten für das System werden nach einer Grobdimensionierung der Komponenten seitens Fraunhofer ISE und DLR basierend auf Richtpreis-Angeboten eines Ingenieurbüros bzw. eines Herstellers ermittelt und durch Kostenschätzungen für Planung, Stahlbau und Armaturen ergänzt. Die Gebäudekosten werden durch ein Layout der Anlage (basierend auf den Komponentenmaßen) und überschlägigen Kostensätzen pro Gebäudevolumen bestimmt. Anhand von Lebensdauerfestlegungen im Konsortium und dem zuvor beschriebenen Stackkostenmodell werden für beide Systeme Zyklen und Kosten eines Stack-Reinvests sowie die sonstigen Betriebs- und Wartungskosten abgeschätzt.

Alkalische Elektrolyse

Der spezifische Energieverbrauch wird bei beiden Systemauslegungen mit 4,7 (AC) bzw. 4,2 (DC) kWh/Nm³ angenommen. Somit ergibt sich für den Stack ein auf den oberen Heizwert bezogener Wirkungsgrad (OHV-Wirkungsgrad) von 84 % und für die Gesamtanlage ein Wirkungsgrad von 68 % für die kleine und 68-72 % für die große Anlage. Die nach dem Stand der Technik geplante 5 MW-Anlage besteht aus 5 modular zusammengeschalteten 1 MW-Elektrolyseuren, die 100 MW-Anlage aus 20 Elektrolyseuren, jeweils mit einer Leistung von 5 MW.

Die Investitionskosten für das 5 MW Elektrolyse-System betragen unter Berücksichtigung der oben genannten Werte 5,333 Mio. € bzw. 1070 €/kW. Dazu müssen bei einem errechneten Flächenbedarf von 953 m² noch 1,31 Mio. € Gebäudekosten addiert werden. Bei dem 100 MW-System errechnet sich ein Investitionsvolumen von 52,129 Mio. € (520 €/kW), durch einen Flächenbedarf von 6300 m² werden zusätzlich Gebäudekosten in Höhe von 8,66 Mio. € veranschlagt. Die jährlichen Betriebskosten für die 5 MW-Anlage betragen ca. 7% des Investitionsvolumens. Für die 100 MW-Anlage ergeben sich unter Berücksichtigung steigender Betriebsstunden und einer längeren Lebensdauer einzelner Komponenten, jährliche Betriebskosten von ca. 2% des Investitionsvolumens.

Nicht berücksichtigt wird bei dieser Darstellung der Schrottwert der ausgetauschten Materialien, der noch einmal zu einer Reduktion der Betriebskosten beitragen kann.

PEM-Elektrolyse

Für die PEM-Technologie ergeben sich Investitionskosten von 957 €/kW und ein Wirkungsgrad von 69 % (bez. auf HHV) für eine 5 MW-Anlage mit Entwicklungsstand 2016/2017, sowie Investitionskosten von 305 €/kW und ein Wirkungsgrad von 84 % (bez. auf HHV) für eine 100 MW-Anlage perspektivisch im Jahr 2030+. Zudem betragen die Betriebskosten 2 %/a zzgl. Stacküberholungskosten von 168 T€ pro Stack (4 Stück) nach 30.000 Betriebsstunden für die 5 MW-Anlage, sowie 1,5 %/a zzgl. Stacküberholungskosten von 581 T€ pro Stack (10 Stück) nach 70.000 Betriebsstunden für die 100 MW-Anlage.

Die Betriebskosten variieren aufgrund der Stacküberholungskosten je nach Betriebsweise, weshalb die Total Cost of Ownership unter Berücksichtigung des jeweiligen Betriebskonzeptes für jeden Fall einzeln abgeleitet werden müssen. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der zwei unterschiedlichen Technologien und Systemauslegungen zeigen, dass unter den zugrunde gelegten positiven Annahmen und Inputparametern, die für die Polymer-Technologie höhere Unsicherheiten beinhalten, die PEM-Elektrolyse in allen Anwendungsfeldern (Mobilität, Industrie und Erdgasnetz,

Elektrizität, Verkehrssektor) um ca. 1 €/kg_{H₂} günstiger ist als die alkalische Elektrolyse. Da bei beiden Technologien die Verkaufspreise für Wasserstoff gleich bleiben und somit die gleichen Umsätze erzielt werden, können mit der PEM-Elektrolyse höhere Kapitalwerte erzielt werden als mit der alkalischen Elektrolyse, sodass für die Verkehrsanwendung bereits in 2025 ein nahezu positiver NPV erzielt wird.

Kapitel 3: Bewertung von Standorten für die Errichtung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen

In diesem Arbeitsschritt wird eine Bewertung von Standorten für die Errichtung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen in Deutschland vorgenommen.

In einem ersten Arbeitsschritt werden dazu geologische Kriterien für den Kavernenbau erarbeitet sowie eine allgemeine geologische Bewertung und Visualisierung der Salinarvorkommen Deutschlands vorgenommen. Ergänzend zu bereits durchgeführten Analysen, die sich auf den norddeutschen Küstenbereich konzentrieren, werden auch weiter südlich gelegene Regionen betrachtet. Als Ergebnis zeigt sich, dass Deutschland ein sehr hohes Potential für den Bau von Kavernen besitzt.

In einem weiteren Arbeitsschritt steht die Eruierung konkreter Lokationen in Deutschland für zukünftige Wasserstoffspeicherprojekte aus geologisch-geotechnischer Sicht im Mittelpunkt. Hierbei liegt der Fokus auf der Erweiterung bestehender Salzkavernenspeicher, da in der Übergangsphase kleine Demonstrationsanlagen von Bedeutung sind. Es wird eine detaillierte Übersicht aller bestehenden Salzkavernenspeicher für Erdgas und flüssige Kohlenwasserstoffe in Deutschland zusammengestellt, die die Basis zur geologisch-geotechnischen Bewertung der Optionen zur untertägigen Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen bildet. Die zusammengestellten Daten der Speicherprojekte beruhen auf dem Jahresbericht des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) sowie auf Angaben der Betreiber der Speicheranlagen. Entscheidendes Kriterium ist, ob die vorhandenen Speicheranlagen das Potential zur Errichtung einer Wasserstoffkaverne aufweisen – bspw. durch den Neubau von Kavernen oder die Existenz von nicht genutzten Kavernen bzw. Bohrungen. Es ergibt sich die Erkenntnis, dass genügend Standorte, die in unterschiedlichem Maßstab erweitert werden können, vorhanden sind.

Daten bereits existierender Salzkavernen zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff in den USA und in Großbritannien wurden im Rahmen von Kapitel 6 zusammengestellt. Aufgrund des thematischen Zusammenhangs und einer besseren Auffindbarkeit werden die Ergebnisse allerdings in dieses Kapitel integriert.

Zuletzt wird eine Abschätzung des Speicherpotentials von Wasserstoff in Salzkavernen für ausgewählte bestehende Erdgasspeicheranlagen in Nordrhein-Westfalen, Nordwest-Deutschland und Mitteldeutschland durchgeführt. Insgesamt wäre durch die Nachnutzung des bestehenden Speichervolumens in den betrachteten Lokationen eine Speicherung von knapp 8 Mrd. Nm³ Wasserstoff bezogen auf das Arbeitsgasvolumen möglich.

Kapitel 4: Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Analyse der betriebswirtschaftlichen Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung. In diesem Zusammenhang wird die Wirtschaftlichkeit einer Wind-Wasserstoff-Anlage aus der Sicht eines prototypischen Betreibers für die Nutzung von Wasserstoff in vier verschiedenen Märkten (Verkehrssektor, Industrie, Einspeisung in das Erdgasnetz sowie Rückverstromung als klassischer Stromspeicher) untersucht und aus betriebswirtschaftlicher Perspektive miteinander verglichen. Die Analyse beinhaltet die Auslegung

einer prototypischen Anlage sowie deren Betriebssimulation mit dem Ziel, den Wertbeitrag der Anlage für einen Investor zu maximieren. Dabei berücksichtigt die Optimierung die techno-ökonomischen Parameter der verschiedenen Elektrolysetechnologien sowie der weiteren Anlagekomponenten (wie z.B. Salzkavernenspeicher, Kompressoren etc.), die zugrunde gelegte Entwicklung der Strompreise sowie die potentiell erzielbaren Wasserstoffverkaufspreise.

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die optimale Auslegung und der optimale Betrieb der Anlage als ein Ergebnis einer Abwägung zwischen den Investitionsausgaben für Elektrolyse und oberirdische Anlagentechnik (Kapitalkosten) sowie den Strombeschaffungskosten vorwiegend für den Elektrolyseurbetrieb (Energiekosten) zu betrachten sind. Unter den zugrunde gelegten Annahmen zeigt sich, dass die spezifischen Wasserstoffkosten je nach Anwendung, Volatilität der Strompreise und Kapitalkosten der Elektrolyse in einer Bandbreite zwischen 3 und 7 Euro pro kg Wasserstoff liegen. Damit kann im Vergleich zu den erzielbaren Wasserstoffverkaufspreisen auch mittel- und langfristig und auf Basis der hier getroffenen Annahmen eine positive Bilanz nur im Verkehrssektor erzielt werden, während in anderen Märkten die Kosten höher als die potentiellen Verkaufspreise sind. Bei bestimmten Parameterkonstellationen (hohe Strompreisvolatilität und niedrige Kapitalkosten der Elektrolyse) ergibt sich jedoch für den optimalen Betrieb eine vergleichsweise geringe Auslastung der Anlage (2,500-3,200 Volllaststunden im Jahr), so dass diese potentiell für das Lastmanagement im Sinne der fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt werden könnte. Bei einer zusätzlichen Entlohnung für das Lastmanagement (z.B. durch entsprechende Marktmechanismen) oder Reduktion der Stromkosten (z.B. durch reduzierte Bepreisung des Überschussstromes) würde sich damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage deutlich verbessern.

Aus einem Vergleich zwischen der alkalischen und der PEM-Elektrolyse ergibt sich ferner, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen die PEM-Elektrolyse langfristig eine höhere Profitabilität als die alkalische Elektrolyse aufweist. Darüber hinaus wird aus der Sensitivitätsanalyse ersichtlich, dass die Kosten des Speichers einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den Gesamtwert der Wasserstoff-Anlage haben. Aus diesem Grund ist eine Überdimensionierung der Kaverne besser als ihre Unterdimensionierung, da dadurch eine deutlich bessere Flexibilität zu relativ geringen Kosten erreicht werden kann. Der ökonomische Wert der Wasserstoff-Anlage kann ferner durch die synergetische Nutzung in verschiedenen Märkten verbessert werden, da so die Elektrolyse und der Speicher besser ausgelastet werden als im getrennten Betrieb. Dieser Effekt tritt bei den festgelegten Inputparametern im Falle der alkalischen Elektrolyse stärker als bei der PEM-Elektrolyse auf. Auch der dynamische Betrieb der PEM-Elektrolyse mit Überlast hat einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage. Insbesondere bei geringen Elektrolysekapazitäten mit hoher Auslastung und daher mit hohem Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten können durch den Überlastbetrieb die Stromkosten deutlich gesenkt und der ökonomische Wert der Anlage erhöht werden.

Kapitel 5: Vergleichende Bewertung der Integration einer zentralen versus einer dezentralen Wasserstoffherzeugung in die zukünftige Stromversorgung Deutschlands

Mit modellbasierten Szenarienanalysen wird in diesem Arbeitspaket aus volkswirtschaftlicher Sicht untersucht, welche Bedeutung die zentrale Erzeugung und Kavernenspeicherung von Wasserstoff aus Strom im Vergleich zur dezentralen Erzeugung und Speicherung an Tankstellen für das Stromversorgungssystem haben kann. Hierzu werden verschiedene Pfade der Wasserstoffnutzung basierend auf ausgewählten Langfristszenarien für die Szenariojahre 2030 und 2050 zugrunde gelegt. Es wird ein begrenzter Einsatz von Wasserstoff als chemischer Speicher zum saisonalen Lastausgleich

bzw. sein Einsatz als erneuerbarer Kraftstoff im Straßenverkehr in der Größenordnung von bis zu 67 TWh im Jahr 2050, entsprechend etwa 10% der gesamten Endenergienachfrage im Verkehr skizziert. Welche Auswirkungen eine Integration der Erzeugungs- und Speicherinfrastrukturen auf die zukünftige Stromversorgung Deutschlands bei hohen Anteilen erneuerbarer fluktuierender Energien hat, wurde jeweils für eine zentral und eine dezentral aufgebaute Wasserstoffinfrastruktur untersucht. Hierzu wird das am DLR entwickelte Energiesystemmodell REMix eingesetzt, das einen kostenminimalen Betrieb installierter Leistungen im deutschen und umliegenden europäischen Stromversorgungssystem in regionaler und zeitlicher Auflösung ermittelt.

In den untersuchten Szenarienvarianten wird angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff zum einen vor Ort gespeichert und zur Betankung von Fahrzeugen oder zur direkten Rückverstromung in GuD-Kraftwerken genutzt oder zum anderen synthetisiert zu Methan ins Erdgasnetz eingespeist wird, wodurch er auch in dezentralen Anlagen rückverstromt werden kann. Zur Speicherung des Wasserstoffs wird bei dezentralen Elektrolyseuren die Verwendung von Druckbehältern und für zentrale Anlagen der Einsatz von Salzkavernen mit großer Leistung angenommen.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Strom für die Wasserstoffherzeugung in allen untersuchten Nutzungsfällen überwiegend aus Solar- und Windenergie erzeugt wird, wenn der Betrieb der Elektrolyseure an ein Strompreissignal gekoppelt ist und entsprechend der jährlich benötigten Strommenge zur Wasserstoffherzeugung bilanziell zusätzliche Leistungen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien installiert werden. Durch die Wasserstoffherzeugung steigt die Einspeisung aus Windkraft und PV bzw. die Abregelungen sinken im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne Wasserstoffherzeugung. Bei Windkraftanlagen liegt langfristig die durchschnittliche Auslastung um ca. 200 Volllaststunden höher. Die abgeregelten Leistungen aus der Stromerzeugung summieren sich bei den Simulationen des Jahres 2050 auf etwa 28 TWh/a im Referenzszenario. Sie liegen bei der Annahme einer begrenzten Wasserstoffherzeugung für die Rückverstromung nur noch bei ca. 16,5 TWh/a, bei der Deckung einer angenommenen Wasserstoffnachfrage im Verkehr zwischen 6 und 12 TWh/a und bei einer Wasserstoffherzeugung sowohl für den Verkehr als auch die Rückverstromung bei nur noch 2 bis 4 TWh/a. Vorteilhaft an der zentralen Wasserstoffnutzung ist dabei die Lage großer Kavernenspeicher im norddeutschen Raum, wo – gerade unter der Annahme eines verzögerten oder nur begrenzt realisierbaren Ausbaus des Übertragungsnetzes – durch die von der Politik geplanten großen Anlagenleistungen der Windkraft ein Großteil an überschüssiger Stromerzeugung in Deutschland erwartet werden kann. Bei der kombinierten Wasserstoffnutzung für den Verkehr und die Rückverstromung zeigt sich, dass im zentralen Fall im Vergleich zum dezentralen die konventionellen Kraftwerke in Zeiten hoher residualer Last seltener eingesetzt werden müssen. Folglich sinkt deren Auslastung um bis zu über 1000 Volllaststunden im Szenariojahr 2050. Damit verbunden entstehen bei der zentralen Wasserstoffinfrastruktur um bis zu 3,5 Mio. t pro Jahr niedrigere CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung als im dezentralen Nutzungsfall.

Die Vorteilhaftigkeit der zentraleren Wasserstoffinfrastruktur ergibt sich aus Gesamtsystemsicht für alle betrachteten Szenariovarianten, jedoch insbesondere, sobald eine Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor gedeckt werden muss. Dies ergibt sich vor allem aus der Annahme von begrenzten Tagesspeichern an den Tankstellen im Vergleich zu dem weitaus größeren Speicherpotential in den Kavernen. Allerdings folgt aus der zentralen Wasserstoffherzeugung und -speicherung zum Teil eine verstärkte Auslastung des Stromübertragungsnetzes, sobald die Elektrolyseure mit dezentral erzeugtem Strom versorgt werden. Hinzu kommen zudem höhere zu erwartende Infrastrukturaufwendungen für den Transport und die Verteilung des zentral erzeugten Wasserstoffs, die im Rahmen dieser Studie nicht mit berücksichtigt werden konnten. Die Ergebnisse werden

basierend auf ausgewählten Szenarienvarianten berechnet, die einem Treibhausgasminderungsziel von 80% bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990 folgen und langfristig einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor unterstellen. Die Bedeutung von Wasserstoff in der langfristigen Zukunft wird neben den politischen Zielen des Klimaschutzes auch von den Technologie- und Marktentwicklungen sowohl im Verkehrs- als auch im Stromsektor und dem daraus resultierenden Energieerzeugungsmix abhängen.

Kapitel 6: Betrieb eines Elektrolysesystems in Kombination mit anderen Netznutzern

In diesem Arbeitsschritt wird abschließend untersucht, in welchem Maße die energiewirtschaftliche Perspektive von Wasserstoffsystemen durch Vermarktungsoptionen in der Industrie sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in der Stromversorgung verbessert werden kann. Hierzu wurde eine Bestandsaufnahme zu Netznutzern und der Höhe des Wasserstoffbedarfs erstellt.

Der Betrieb eines Elektrolysesystems mit Kavernenspeicher kann zur Aufnahme von Stromüberschüssen beitragen und bei der Aufnahme von Lastspitzen oder der Bereitstellung von Wasserstoff zur Rückverstromung mitwirken. Der Beitrag von Wind und Photovoltaik bei der Bruttostromerzeugung im Jahr 2015 ca. 17 % betragen und bis zum Jahr 2030 auf 45 % und bis 2050 auf 56 % steigen. Mit diesem hohen Zuwachs an fluktuierenden Stromerzeugern würde sich der Überschussstrom im Jahr 2050 auf ca. 60 TWh erhöhen und damit auch die energiewirtschaftliche Perspektive für die Langfristspeicherung mit Wasserstoff verändern. Gleichzeitig kann die Rentabilität durch weitere Wasserstoffvermarktung oder Teilnahme am Regelenergiemarkt erhöht werden. Während heute in Deutschland die Industrie fast alleiniger Wasserstoffverbraucher (und -produzent) mit über 20 Mrd. Nm³ Wasserstoff pro Jahr (Ammoniak-, Methanolherstellung, Raffinerieprozesse) ist, könnte die Nutzung als Brennstoff, Speichermedium und Kraftstoff stark zunehmen. Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 die industriell genutzte Wasserstoffmenge auf ca. 15 Mrd. Nm³ zurückgeht. Insbesondere die Abkehr vom fossilen Energieträger Erdöl kann eine Abnahme des Wasserstoffbedarfs von heute ca. 9 Mrd. Nm³ auf 1,4 Mrd. Nm³ im Jahr 2050 bewirken. Bis dahin können Szenarien zufolge als Kraftstoff in Brennstoffzellen- und Gasfahrzeugen ca. 22 Mrd. Nm³ und als Brennstoff (GuD, Brennstoffzellen-Kraftwerke) ca. 7 Mrd. Nm³ Wasserstoff benötigt werden. Auf dem Regelenergiemarkt kann das Elektrolysesystem aufgrund seiner hohen Betriebsdynamik und Speichermöglichkeit als Sekundär- und Minutenregelleistung (SRL, MRL) eingesetzt werden. Es wird erwartet, dass unter Voraussetzung des oben genannten Ausbaus der fluktuierenden Stromerzeugung der durchschnittliche SRL-Bedarf bis zum Jahr 2030 leicht zunehmen (+9 %) wird, wohingegen mit einem starken Anstieg beim MRL-Bedarf zu rechnen ist (+100 %). Bei der Rückverstromung können Brennstoffzellen als positive SRL und MRL eingesetzt werden, GuD aufgrund der höheren Anfahrzeiten nur bei der MRL. Der Bedarf an SRL nimmt um ca. 43 %, der Bedarf an MRL um ca. 90% zu. Die Bereitstellungskosten sind rückläufig, während geleistete Arbeitspreise voraussichtlich steigen.

Bei der Auslegung des Elektrolysesystems ist zu entscheiden, welchen Anteil der intermittierende Betrieb im Vergleich zum stationären Betrieb einnimmt. Dies ist ebenfalls maßgeblich abhängig von der Kavernengröße und den geologischen bzw. thermodynamischen Eigenschaften beim Ein- und Ausspeisen von Wasserstoff (maximale Druckrate <10 bar pro Tag, Einspeisetemperatur <50 °C). Salzkavernenspeicher in den USA und GB zeigen, dass die Ein- und Ausspeisung sowie die Rückspeisung in ein bestehendes Pipelinesystem grundsätzlich technisch beherrscht werden. Eine Effizienzsteigerung kann bei Vorwärmung des aus der Kaverne ausgelagerten Wasserstoffs mit der Abwärme der Elektrolyse- und Rückverstromungsanlage vorgenommen werden. Zusätzlich können

die Anlagen, die vorübergehend nicht in Betrieb sind, „warm gehalten“ werden, um eine schnelle Betriebsfähigkeit (z.B. bei SRL in <5 Minuten) zu gewährleisten.

Eine anteilige Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ermöglicht die Nutzung in allen Energiesektoren und erspart das Verlegen zusätzlicher Pipelines. Transport und Verteilung durch das Erdgasleitungsnetz sind aus technischer Sicht möglich. Der Einfluss von Wasserstoffkonzentrationen bis 20 Vol.% auf die Infrastrukturen des Gasnetzes wird als technisch beherrschbar eingestuft (der heutige maximal zulässige Anteil in Deutschland liegt bei 10 Vol.% falls dies unproblematisch für die Nutzer im Verteilnetz ist). Notwendiger F&E-Bedarf ist hinsichtlich der Verträglichkeit beim Einsatz in Gasturbinen, Verdichtern, Verbrennungsmotoren und Dampfkesseln zu sehen. Bei einer transportierten Erdgasmenge von ca. 93 Mrd. Nm³ im Jahr 2012, ließen sich künftig bis zu 19 Mrd. Nm³ Wasserstoff (ca. 40% der oben skizzierten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050) und ca. 74 Mrd. Nm³ Erdgas transportieren.

Ein zusätzlicher Nutzen zeichnet sich bei der Speicherung und Vermarktung des produzierten Sauerstoffs ab. Der Sauerstoff kann einerseits direkt an Endverbraucher (Medizin, Tauchen, Labore) verkauft werden, wobei hier eher ein Preisverfall zu erwarten ist, oder andererseits in der Brennstoffzelle zur Effizienzsteigerung (+10 %) genutzt werden.

Schlussfolgerungen

In dieser Studie wurden Datengrundlagen und Modellanalysen für die systemanalytische Bewertung einer Integration von Wasserstoffsystemen in das zukünftige Energiesystem erarbeitet.

Sowohl Alkalische wie auch die Polymer Elektrolyse sind gut für die untersuchten Anwendungen geeignet und zeigen ein signifikantes Kostenreduktionspotenzial für die Investition, das aufgrund von Skaleneffekten in der Produktion großer Anlagen aber auch technologische Fortschritte erzielt wird. Anlagen mit 100 MW Leistung wurden für beide Technologien betrachtet. Der technologische Fortschritt wurde aber in dieser Studie für die Alkalische Technologie deutlich konservativer eingeschätzt als für die Polymer Elektrolyse. Neuere Forschungsergebnisse zeigen allerdings auch für die Alkalische Elektrolyse Möglichkeiten, die Stromdichte auf 1 A/cm² zu erhöhen.

Unter den Annahmen der Studie ergibt sich langfristig ein moderater Kostenvorteil für die Investitionskosten der Polymerelektrolyse von ca. 305 €/kW gegenüber 520 €/kW für die Alkalische Elektrolyse. Dieser Vorteil in den Investitionen führt zu höheren Kapitalwerten für die Polymer-Elektrolyse in der techno-ökonomischen Analyse, der die Profitabilität verbessert und insbesondere für den Verkehrssektor zu einem positiven betriebswirtschaftlichen Ergebnis führt.

Die Analysen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit einer Wind-Wasserstoff-Anlage zeigen, dass ein positives betriebswirtschaftliches Ergebnis kurz- bis mittelfristig nur im Verkehrssektor erzielt werden kann, sodass dieser Markt eine wichtige Rolle bei der kommerziellen Verbreitung der Technologie spielen kann. Dabei weist unter den zugrunde gelegten Annahmen die PEM-Elektrolyse langfristig eine höhere Profitabilität als die alkalische Elektrolyse auf, wobei die geeignete Technologieauswahl von den tatsächlichen Anforderungen am gegebenen Standort abhängt und somit im Einzelfall geprüft werden muss. In diesem Zusammenhang sind auch die Synergieeffekte aus einer gemeinsamen Nutzung einer Wind-Wasserstoff-Anlage in verschiedenen Märkten zu berücksichtigen. Die zusätzlichen Einnahmen (zum Beispiel aus dem Einsatz der Elektrolyse und des Speichers für das Lastmanagement in Verbindung mit Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien) sowie die reduzierten Kosten aus synergetischer Nutzung der Anlage können die Wirtschaftlichkeit einer Wind-

Wasserstoff-Anlage nachhaltig verbessern. Diese Zusammenhänge bedürfen jedoch weiterer detaillierten Untersuchungen.

Die modellbasierten Untersuchungen der Effekte auf die gesamte Stromversorgung veranschaulichen den möglichen Beitrag einer Integration flexibilisierter Wasserstoffsysteme zur Energiewende in Form eines zusätzlichen Ausgleichs zwischen Bedarf und fluktuierender Erzeugung. Dabei konnte erstmals in konsistenter Weise ein aus volkswirtschaftlicher Perspektive optimierter Betrieb von zentralen und dezentralen Infrastrukturen bei einer bilanziell erneuerbaren Strombereitstellung zur Deckung der Wasserstoffnachfrage mit regional und zeitlich aufgelösten Szenarienanalysen vergleichend dargestellt werden. Hierzu ist eine Weiterentwicklung der modelltechnischen Abbildung von Wasserstoffsystemen und relevanten Sektorkopplungen zwischen insbesondere Strom- und Verkehrssektor erforderlich. Weitergehend sollte die Frage nach dem Einfluss von lokalen Netzengpässen, anderen Erzeugungsstrukturen sowie ambitionierterer Dekarbonisierungsziele mit weiteren Szenarienvarianten und in höherer räumlicher Auflösung untersucht werden. Auf der Kostenseite sollten die Analysen so weiterentwickelt werden, dass gesamte Systemkosten einschließlich der Kosten für die Wasserstoffverteilung im zentralen Versorgungsfall bewertet werden können.

Inhaltsverzeichnis

Vorstellung der Partner	iii
Zusammenfassung	v
Inhaltsverzeichnis	xiii
Einleitung	1
1. Auslegung einer alkalischen Elektrolyseanlage mit 5 MW und 100 MW elektrischer Leistung	5
1.1. Einleitung	5
1.2. Kurze Historie der Wasserelektrolyse	6
1.3. Physikalische Grundlagen der Elektrolyse	7
1.3.1. Vorherrschende Verfahren der Wasserelektrolyse	7
1.3.2. Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs	8
1.4. Funktionsprinzip eines alkalischen Elektrolyseurs	9
1.5. Technische Konzepte der Elektrolyse heute und morgen	11
1.5.1. Schlüsselleistungsparameter	11
1.5.2. Technische Konzepte der alkalischen Elektrolyse – Heute	12
1.5.3. Alkalische Elektrolyse – 2030	19
1.6. Allgemeine Darstellung der industriellen Anlagenkonzeption	20
1.6.1. Komponenten einer alkalischen Elektrolyseanlage	20
1.6.2. Anbieter kommerzieller Anlagen	22
1.7. Verfahrenstechnische Auslegung und Optimierung einer 5 MW- und 100 MW-Anlage	26
1.7.1. Auslegung einer 5 MW-Anlage	27
1.7.2. Auslegung einer 100 MW-Anlage	30
1.7.3. Vergleichende Darstellung der Gesamtanlagen	33
1.7.4. Bewertung	33
1.7.5. Kosten	34
1.8. Literaturverzeichnis	38
1.9. Abkürzungsverzeichnis	39
2. Auslegung einer PEM-Elektrolyseanlage mit 5 MW und 100 MW elektrischer Leistung	41
2.1. PEM-Elektrolyse als alternative Technologie	41
2.1.1. Aufbau einer PEM-Elektrolyse-Zelle	41
2.1.2. Zellmaterialien und Stackdesign	42
2.1.3. Aufbau eines PEM-Elektrolyse-Systems	43

2.1.4.	Kommerziell verfügbare PEM-Elektrolyseanlagen	44
2.2.	Grobauslegung einer 5 MW-/100 MW-PEM-Elektrolyseanlage	46
2.2.1.	Methodik zur Grobdimensionierung und Kostenschätzung.....	46
2.2.2.	Entwicklungsszenarien – Technologiefortschreibung der PEM-Elektrolyse	47
2.2.3.	Stackkonzeptionierung.....	48
2.2.4.	Grobkonzeptionierung System.....	50
2.2.5.	Kostenmodell Stack	56
2.2.6.	Kostenabschätzung System	58
2.2.7.	Abschätzung des Flächenbedarfs	60
2.2.8.	Ergebnisse.....	63
2.3.	Literaturverzeichnis.....	65
2.4.	Abkürzungsverzeichnis	65
3.	Bewertung von Standorten für die Errichtung von Wasserstoffspeicher in Salzkavernen	67
3.1.	Einleitung und Vorgehen	69
3.2.	Geologische Grundlagen	69
3.2.1.	Entstehung von Salinarvorkommen	69
3.2.2.	Verbreitung von Salinarvorkommen in Deutschland	72
3.3.	Kriterien für den Kavernenbau	76
3.3.1.	Geologische Kriterien	76
3.3.2.	Soleentsorgung.....	78
3.4.	Bewertung der Salinarvorkommen für den Kavernenbau	79
3.4.1.	Nicht geeignete Salinarvorkommen.....	79
3.4.2.	Mit Einschränkung geeignete Salinarvorkommen	80
3.4.3.	Grundsätzlich geeignete Salinarvorkommen	81
3.4.4.	Fazit	83
3.5.	Salzkavernenspeicher in Deutschland	83
3.5.1.	Salzkavernenspeicher für Erdgas in Deutschland.....	85
3.5.2.	Salzkavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe in Deutschland	110
3.6.	Existierende Wasserstoffkavernen weltweit.....	124
3.6.1.	Wasserstoffkaverne Clemens Dome von CPChem	124
3.6.2.	Wasserstoffkaverne Spindletop von Air Liquide	125
3.6.3.	Wasserstoffkaverne Moss Bluff von Praxair	125
3.6.4.	Wasserstoffkaverne Teesside von Sabic Petrochemicals.....	126

3.7.	Abschätzung des Speicherpotentials für ausgewählte Lokationen in Nordrhein-Westfalen, Nordwest-Deutschland und Mittel-Deutschland	127
3.7.1.	Einleitung.....	127
3.7.2.	NRW – nördliches Nordrhein-Westfalen.....	128
3.7.3.	Nordwest-Deutschland im Bereich Oldenburg – Bremen – Hamburg.....	129
3.7.4.	Industriegebiet „Bitterfeld-Leuna“	131
3.8.	Literaturverzeichnis	133
4.	Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung	135
4.1.	Fragestellung und Vorgehen	136
4.2.	Vergleich der Wasserstoff-Großspeicherung mit anderen Technologien.....	137
4.2.1.	Pumpspeicher	137
4.2.2.	Druckluftspeicherung (A)CAES	139
4.2.3.	Stationärbatterien	141
4.2.4.	Power-to-Gas.....	143
4.2.5.	Technischer und ökonomischer Systemvergleich	145
4.3.	Methodik zur Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoffanlage.....	149
4.3.1.	Überblick Modellansatz.....	149
4.3.2.	Simulation der Wasserstoff-Speicherung.....	153
4.4.	Simulationsergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoff-Anlage....	161
4.4.1.	Definition der Szenarien und der Sensitivitätsanalysen.....	161
4.4.2.	Inputparameter	162
4.4.3.	Vergleichende Analyse mit alkalischer und PEM-Elektrolyse für einen ausgewählten Versorgungsfall.....	167
4.4.4.	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse.....	173
4.5.	Fazit und Ausblick.....	184
4.5.1.	Verwendungsoptionen für unterschiedliche H ₂ -Märkte	184
4.5.2.	Fazit techno-ökonomische Modellierung.....	189
4.6.	Literaturverzeichnis	190
4.7.	Abkürzungsverzeichnis.....	193
5.	Vergleichende Bewertung der Integration einer zentralen versus einer dezentralen Wasserstoffherzeugung in die zukünftige Stromversorgung Deutschlands	194
5.1.	Einleitung und Vorgehen.....	194
5.2.	Szenarienrahmen, Randannahmen und betrachtete Szenariovarianten.....	195
5.2.1.	Szenario der langfristigen Stromerzeugung	196

5.2.2.	Festlegung unterschiedlicher Nutzungspfade und Strukturoptionen für Erzeugung, Speicherung und den Transport von Wasserstoff im Energiesystem	201
5.2.3.	Definition der betrachteten Szenariovarianten	204
5.3.	Analyse des Energiesystems für die Szenariovarianten	205
5.3.1.	Methodik der modellbasierten Simulation der Stromversorgung	205
5.3.2.	Ergebnisse der Modellierungen mit REMix	210
5.4.	Fazit und Ausblick	229
5.5.	Literaturverzeichnis	232
5.6.	Abkürzungsverzeichnis	233
6.	Betrieb eines Elektrolysesystems in Kombination mit anderen Netznutzern	235
6.1.	Einleitung	235
6.2.	Technische Beschreibung der Komponenten	237
6.2.1.	Elektrolyseanlagen	237
6.2.2.	Verdichter, Trockner, Regelstrecke	241
6.2.3.	Kaverne	243
6.2.4.	Technologien zur Rückverstromung	244
6.2.5.	Synergetische Wärme-/Kältenutzung	249
6.3.	Nutzungsmöglichkeiten und Betriebsführungen	253
6.3.1.	Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor	255
6.3.2.	Nutzung von Wasserstoff im Erdgasnetz	256
6.3.3.	Nutzung von Wasserstoff bei industriellen Großabnehmern	257
6.3.4.	Nutzung zur Rückverstromung im Allgemeinen	260
6.3.5.	Nutzung als Regelleistung	261
6.3.6.	Nutzung von Sauerstoff von industriellen Abnehmern	265
6.4.	Verträglichkeit von Wasserstoff im Erdgasnetz	266
6.4.1.	Einfluss auf Erdgasleitungen	268
6.4.2.	Einfluss auf Erdgasanwendungen	269
6.4.3.	Regularien zur Anreicherung von Wasserstoff im Erdgas	273
6.4.4.	Regularien zu Wasserstoffleitungen, Tanks und Kavernen	273
6.4.5.	Regularien zum Bau von Kavernen	275
6.5.	Zusammenfassung	277
6.6.	Literaturverzeichnis	279
6.7.	Abkürzungsverzeichnis	281

Einleitung

Die Energieversorgung in Deutschland erfährt derzeit eine umfassende Transformation. Die gesellschaftlich und politisch anerkannten Treiber für diese Transformation sind Klimawandel, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Mit dem im Jahr 2010 verabschiedeten Energiekonzept der Bundesregierung wurde eine neue Ära der Energiepolitik eingeläutet, die für eine umweltfreundliche, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung sorgen soll. Den erneuerbaren Energien kommt hierbei eine maßgebliche Rolle im Energiemix der Zukunft zu.

Die Zielsetzung dieser neuen Energiepolitik ist die Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 bis 95 % bis 2050¹. Dieses ehrgeizige Ziel kann nur durch eine höchst effiziente Energieversorgung, basierend auf erneuerbaren Energien (EE) sowie mit neuen Speichertechnologien erreicht werden.

Neue Herausforderungen folgen daher in Bezug auf eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems, eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten im Stromnetz und den Aufbau von signifikanten Kapazitäten für Energiespeicher. Die Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen ist dabei insbesondere von großer Bedeutung. Bei einem starken Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonnenenergie werden Erzeugung und Verbrauch von Strom im Netz abhängig von den regionalen Strukturen nicht immer ausbalanciert sein. Dadurch kommt es zunehmend zu Zeitfenstern, in denen Überschussleistungen im Netz existieren, woraus sich massive Verlustwerte ergeben. Bereits im Jahr 2011 sind auf diese Weise in Deutschland etwa 400 GWh Windstrom verlorengegangen. Obwohl diese abgeregelte Energiemenge noch nicht signifikant für die Stromversorgung ist, kann ein schneller Anstieg im Rahmen einer Transformation, die primär den Ausbau fluktuierender Erzeugungsleistung anstrebt, erwartet werden. Jedoch kommt es innerhalb eines Jahres auch in vielen Stunden zum entgegengesetzten Fall, in dem der reelle Stromverbrauch deutlich höher ist als die erneuerbare Stromerzeugung, da Wind- und Sonnenenergie naturbedingten Schwankungen unterliegen. Beispiele dieser Art zeigen, dass zu einer nachhaltigen Reduktion der Emissionen auf nationaler aber auch auf europäischer Ebene bei einem starken Wind- und PV-Ausbau mittelfristig Speicherlösungen benötigt werden, um große Mengen überschüssigen Stroms effizient speichern zu können. Laut einer Prognose² müssen diese Speicherlösungen im Endausbau der EE in der Lage sein, Energiemengen von bis zu 40 TWh im Jahr zu bewältigen. Aufgrund der hohen Speicherdichte von Wasserstoff stellt dieser eine mögliche Option zur Realisierung ausreichend dimensionierter Energiespeicher dar³.

Für eine ökonomisch profitable Umsetzung der Energiewende bedarf es allerdings noch erheblicher Forschung.

In der vorliegenden Studie wird die großskalige Wasserstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck als Energiespeicher untersucht, um aus

¹ BMWi: Energiewende auf gutem Weg – Ein Jahr nach den Energiewendebeschlüssen vom 6. Juni 2011 (2012)

² Ebd.

³ M. Pehnt, U. Höpfner: Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive (2009) Auftragsstudie des BMU, www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu_kurzstudie_elektromobilitaet_wasserstoff.pdf, letzter Zugriff 20. Juli 2010

technischer und ökonomischer Sicht das Potenzial dieser Lösung für die Zukunft zu skizzieren. Im Ergebnis können daraus auch Schlussfolgerungen für den Forschungs- und Entwicklungsbedarf gezogen werden.

Die **Kapitel 1 und 2** beschäftigen sich mit einer technischen und ökonomischen Betrachtung der Wasserelektrolyse als zentrale Komponente zukünftiger chemischer Energiespeicherung.

Es existieren im Prinzip drei Arten der Elektrolyse: Die alkalische, die saure Polymer-Membran (PEM-) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL). Die HTEL befindet sich derzeit noch in einem frühen Forschungsstadium. Die alkalische und PEM-Technologie sind dagegen ausgereifter. Vor allem die alkalische Elektrolyse (AEL) blickt bereits auf ein Jahrhundert in der Anwendung zurück. Aber auch die PEM-Elektrolyse erlebt derzeit einen starken Aufschwung, vor allem durch ihre kompakte Bauweise und ihre Fähigkeit zum dynamischen Betrieb (die allerdings auch bei optimierter alkalischer Elektrolyse vorhanden ist), die Voraussetzung für den Einsatz im stark intermittierenden Feld der erneuerbaren Energien ist.

Ziel der Betrachtungen ist es, diese beiden Technologien mit Blick auf ihre Verwendbarkeit im großen Maßstab in der kurzfristigen sowie in der langfristigen Zukunft zu vergleichen. Dazu wird zunächst der Stand der Technik beider Technologien dargelegt und eine erwartete Technologiefortschreibung bis zum Jahr 2030 vorgenommen. Anschließend werden für beide Technologien jeweils eine 5 MW- und eine 100 MW-Anlage ausgelegt. Die 5 MW-Anlage wird dabei nach derzeitigem Stand der Technik entwickelt, die 100 MW-Anlage unter Berücksichtigung der angenommenen Technologiefortschreibung. Für alle Konzepte wird ein detailliertes Kostenmodell der Investitions- und laufenden Kosten dargelegt.

In **Kapitel 3** werden anschließend Salzstrukturen in Deutschland im Hinblick auf die grundsätzliche Möglichkeit, Wasserstoffkavernen zu installieren, untersucht. Hierbei werden bewusst auch südlicher gelegene Regionen Deutschlands betrachtet. Danach geht es um mögliche Lokationen für konkrete Wasserstoffspeicher-Projekte aus geologisch-technischer Sicht, die bezüglich Volumen und Druckbereich vergleichbar mit heutigen Erdgasspeichern sind, das heißt, bereits einen großmaßstäblichen Einsatz der Elektrolyse ermöglichen bzw. voraussetzen. Hier werden Beispiellokationen ausgewählt und im Detail charakterisiert.

Kapitel 4 beschäftigt sich mit der Analyse der betriebswirtschaftlichen Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung. In diesem Zusammenhang wird die Wirtschaftlichkeit einer Wind-Wasserstoff-Anlage aus der Sicht eines prototypischen Betreibers für die Nutzung von Wasserstoff in vier verschiedenen Märkten (Verkehrssektor, Industrie, Einspeisung in das Erdgasnetz sowie Rückverstromung als klassischer Stromspeicher) untersucht und aus betriebswirtschaftlicher Perspektive miteinander verglichen. Die Analyse beinhaltet die Auslegung einer prototypischen Anlage sowie deren Betriebssimulation mit dem Ziel, den Wertbeitrag der Anlage für einen Investor zu maximieren. Dabei berücksichtigt die Optimierung die techno-ökonomischen Parameter der verschiedenen Elektrolysetechnologien sowie der weiteren Anlagekomponenten (wie z.B. Salzkavernenspeicher, Kompressoren etc.) und die zugrunde gelegte Entwicklung der Strompreise sowie die potentiell erzielbaren Wasserstoffverkaufspreise.

In **Kapitel 5** werden Ergebnisse von modellbasierten Szenarienanalysen dargestellt, mit denen Auswirkungen der Integration unterschiedlicher Wasserstoffinfrastrukturen und Nutzungspfade auf die Stromversorgung bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien untersucht werden. Es werden insbesondere Änderungen der ungenutzten Überschüsse, der Versorgungskosten sowie der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung quantifiziert. Damit kann aufgezeigt werden, welche

energiewirtschaftliche Rolle insbesondere die zentrale Erzeugung von Wasserstoff und seine Speicherung in Salzkavernen im Vergleich zu dezentralen Optionen spielen kann. Der Fokus der Untersuchung liegt auf Deutschland, unterteilt in mehrere Regionen, wobei das Energiesystem in den europäischen Stromverbund eingebettet ist, um Ausgleichseffekte außerhalb Deutschlands mit zu berücksichtigen. Diese Arbeiten ergänzen die in Kapitel 4 dargestellten Einsatzoptimierungen und ökonomischen Bewertungen.

Kapitel 6 beschäftigt sich zunächst aus technischer Sicht mit den Komponenten des Elektrolyse-Kavernen-Gesamtsystems, um die Randbedingungen für den gekoppelten Betrieb festzulegen. Anschließend werden, ebenfalls aus technischer Sicht, verschiedene Nutzungspfade von Wasserstoff (Industrie, Kraftstoff, Stromerzeugung, Regelleistung, Beimischung ins Erdgasnetz) hinsichtlich möglicher Einsatzpotentiale untersucht. Bereits vorliegende Studien und Demonstrationsanlagen fließen zusätzlich in die Betrachtung mit ein. Zur Beimischung ins Erdgasnetz wird eine gesonderte Betrachtung der Wasserstoffverträglichkeit vorgenommen. Dabei wird ein Überblick über den Einfluss auf die bestehende Erdgasinfrastruktur sowie die bestehenden Regularien gegeben.

1. Auslegung einer alkalischen Elektrolyseanlage mit 5 MW und 100 MW elektrischer Leistung

1.1.	Einleitung.....	5
1.2.	Kurze Historie der Wasserelektrolyse	6
1.3.	Physikalische Grundlagen der Elektrolyse.....	7
1.3.1.	Vorherrschende Verfahren der Wasserelektrolyse.....	7
1.3.2.	Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs	8
1.4.	Funktionsprinzip eines alkalischen Elektrolyseurs	9
1.5.	Technische Konzepte der Elektrolyse heute und morgen.....	11
1.5.1.	Schlüsselleistungsparameter	11
1.5.2.	Technische Konzepte der alkalischen Elektrolyse – Heute	12
1.5.3.	Alkalische Elektrolyse – 2030	19
1.6.	Allgemeine Darstellung der industriellen Anlagenkonzeption.....	20
1.6.1.	Komponenten einer alkalischen Elektrolyseanlage.....	20
1.6.2.	Anbieter kommerzieller Anlagen.....	22
1.7.	Verfahrenstechnische Auslegung und Optimierung einer 5 MW- und 100 MW-Anlage.....	26
1.7.1.	Auslegung einer 5 MW-Anlage.....	27
1.7.2.	Auslegung einer 100 MW-Anlage.....	30
1.7.3.	Vergleichende Darstellung der Gesamtanlagen.....	33
1.7.4.	Bewertung	33
1.7.5.	Kosten.....	34
1.8.	Literaturverzeichnis.....	38
1.9.	Abkürzungsverzeichnis.....	39

1.1. Einleitung

In diesem Kapitel werden eine 5 MW- sowie eine 100 MW-Elektrolyseanlage auf alkalischer Basis ausgelegt und bewertet. Die 5 MW-Anlage wird dabei nach derzeitigem Stand der Technik geplant, die 100 MW-Anlage basiert auf einer zuvor durchgeführten, bewerteten Technologiefortschreibung für das Jahr 2030. Ziel ist eine Optimierung der Wirkungsgrade von Stack und Gesamtanlage durch Optimierung der Verfahrenstechnik, intelligente Regelung und Effizienzsteigerung der Einzelkomponenten sowie die Reduktion von Investitions- und laufenden Kosten. Zur Bewertung der ökonomischen Machbarkeit wird im letzten Teil eine Aufstellung der Investitionskosten (engl. Capital Expenditure; CAPEX) und laufenden Kosten (engl. Operational Expenditure; OPEX) für beide Anlagenmodelle vorgenommen.

In die Bewertungen fließen die Erkenntnisse mit ein, die das DLR im Rahmen der HySolar-Studie bereits gewonnen hat, in der in Kooperation mit Saudi-Arabien Elektrolyseure im Bereich mehrerer hundert kW ausgelegt, gebaut und betrieben wurden.

1.2. Kurze Historie der Wasserelektrolyse

Die Entdeckung der Wasserspaltung gelang 1789 A. Paets van Troostwijk und J.R. Deimann. Jedoch erst durch die von A. Volta 1800 aufgebaute, erste leistungsfähige Batterie, die Voltasche Säule, war die gezielte Anwendung der Elektrolyse möglich. 1820 sprach M. Faraday in seinen wissenschaftlichen Arbeiten, die er erst 1834 veröffentlichte, bei der Spaltung von Wasser erstmalig von Elektrolyse.

Der erste industrielle Elektrolyseur wurde von O. Schmidt im Jahr 1900 präsentiert. Bereits zwei Jahre später waren vierhundert Elektrolyseeinheiten in Betrieb. Aufgrund des hohen Ammoniakbedarfs erlebte die Elektrolyse zwischen 1920 und 1930 einen Boom. Anlagen mit 100 MW installierter Leistung wurden gebaut und nutzten vorwiegend in Kanada und Norwegen Wasserkraft als Stromquelle. J.E. Noeggenrath patentierte dann 1924 den ersten Druckelektrolyseur, der mit einem Druck bis zu 100 bar betrieben werden konnte. Von großer Bedeutung für die weitere Entwicklung der Elektrolyse war 1925 die Entdeckung von M. Raney. Er untersuchte die Aktivität der Katalysatoren in den Elektroden und verwendete dabei feinkörniges Nickel. Durch die Verbindung des metallischen Nickels mit metallischem Silikon und die anschließende Auslaugung des Silikons mittels NaOH konnte er eine große aktive Katalysatoroberfläche schaffen. Nur zwei Jahre später wurde in einem Patent die Verwendung von Aluminium alternativ zum Silikon beschrieben. Ni-basierte Elektroden stellen bis heute den Basiskatalysator alkalischer Elektrolyseure dar. 1939 wurde zum ersten Mal in einem einzigen Elektrolyseur eine Wasserstoffproduktionsrate von 10.000 Nm³/h erreicht. Die Entwicklung schritt weiter voran und 1948 stellte E.A. Zdansky den ersten industriellen Hochdruckelektrolyseur (Lonza) vor.

Da die Anlageneffizienz stark von Korrosionseffekten beeinflusst wurde, erhöhte man 1950 die Betriebstemperatur auf 120 °C, um korrosionsbeständige Materialien entwickeln bzw. testen zu können. Nur ein Jahr später bediente sich Lurgi der Lonza-Technologie und legte erstmals einen Druckelektrolyseur auf 30 bar aus (StatOilHydro). Nachdem Winsel und Justi 1954 ihr Patent für Raney-Nickel einreichten, wurde dieses 1957 für den Gebrauch in alkalischen Elektrolyseuren anerkannt. Raney-Nickel wird dabei von einer Metallmatrix, die die elektrische Leitfähigkeit und die mechanische Stabilität steigern soll, umgeben. Durch den neuen Raney-Nickel-Katalysator konnten die Überspannungen gesenkt und die Betriebstemperatur auf 80 °C reduziert werden. 1967 entwickelten R.L. Costa und P.G. Grimes die Nullabstandsgeometrie für die Elektrodenanordnung mit dem Ziel, den Zellwiderstand durch die Abstandsverkleinerung zwischen den zwei Elektroden zu reduzieren.

Die alkalische Elektrolyse ist nach dieser Entwicklung nun bereits seit vielen Jahrzehnten marktreif. Kommerziell erhältliche AEL-Systeme werden heute auf Modulebene in einem Leistungsbereich von 1-760 Nm³/h hergestellt. Dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von ca. 5 kW bis ca. 3,4 MW pro Modul. Für größere Wasserstoffproduktionskapazitäten werden mehrere Elektrolysemodule parallelgeschaltet. Das größte je realisierte (drucklose) AEL-Kraftwerk mit einer Anlagenleistung von 156 MW (entspricht 33.000 Nm³/h) wurde am Assuan-Staudamm in Ägypten errichtet, die größte Anlage für Druckelektrolyseure mit einer Leistung von 22 MW (entspricht 4.700 Nm³/h) in Cuzco, Peru [Smolinka 2011].

Mit dem Gemini-Raumfahrtprogramm (1962-1966) und dem sich anschließenden Apollo-Programm wurde ein neues Kapitel der Elektrolyse aufgeschlagen: die Entwicklung der PEM-Elektrolyse (PEMEL) als Nebenprodukt der Entwicklung der Polymer-Membran-Brennstoffzelle. Zuerst verwendete man sulfonierte Polystyrole als Elektrolyt, dann Nafion von Dupont, eine perfluorierte Sulfonsäure, die spontane Phasenseparation bei Befeuchtung zeigt. Die Vorteile der PEMEL liegen unter anderem in der Verwendung von reinem Wasser begründet, d.h. es wurden keine wässrigen Elektrolyte mehr benötigt. Da die feste Elektrolytmembran nur $\leq 250 \mu\text{m}$ dick ist, kann die Zelle platzsparender konstruiert werden. Die Ohm'schen Verluste der gesamten Zellspannung liegen bei wesentlichen Stromdichten von 1000 mA/cm^2 bei nur ungefähr 200 mV. Auch dass die Membran die entstehenden Produktgase besser trennt, kann als Vorteil angesehen werden. Im Vergleich zur AEL liegen die Nachteile einerseits in der Notwendigkeit, edle Metalle als Katalysatoren verwenden zu müssen und andererseits in ihrer noch geringeren Lebensdauer.

1987 erstellte dann die Firma BBC, später ABB, den ersten 100 kW PEM-Elektrolyseur.

PEM-Elektrolyseure haben sich bisher vor allem in Nischenanwendungen und im kleinen Leistungsbereich gegenüber alkalischen Elektrolyseuren durchsetzen können. Auf Modulebene werden aktuell PEM-Systeme bis $30 \text{ Nm}^3/\text{h}$ angeboten mit einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme bis ca. 170 kW pro Modul. Diverse Hersteller von PEM-Elektrolyseuren arbeiten an größeren Modulen im MW-Bereich und planen diese zeitnah in Demonstrationsanlagen einzusetzen (bspw. Siemens im Energiepark Mainz mit ca. 2,1 MW pro Modul oder Hydrogenics am E.ON-Standort Hamburg-Reitbrook mit einem 1 MW Stack).

Verglichen zur AEL und PEMEL befindet sich die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) noch im Stadium der Grundlagenforschung und Materialentwicklung. In den letzten Jahren ist das Interesse an der HT-Elektrolyse deutlich gewachsen, was sich in Projekten wie den EU-Projekten RelHy und Hi2H2, Aktivitäten am INET der Tsinghua University (CN), am KIER (KR), an der Kyushu University (JP) und der amerikanischen DOE Nuclear Hydrogen Initiative (US) widerspiegelt. In Deutschland ist vor allem die Firma Sunfire an der Entwicklung von HTEL-Stacks und -Systemen tätig.

1.3. Physikalische Grundlagen der Elektrolyse

1.3.1. Vorherrschende Verfahren der Wasserelektrolyse

Es gibt heute drei relevante Verfahren der Wasserelektrolyse: die AEL mit einem flüssigen basischen Elektrolyten, die saure PEMEL, mit einem polymeren Festelektrolyten und die HTEL mit einem Festoxid als Elektrolyt. Die Reaktionen an der Kathode (Hydrogen Evolution Reaction – HER) und Anode (Oxygen Evolution Reaction – OER) variieren entsprechend der Elektrolysetechnologie und sind in Tabelle 1-1 zusammengefasst.

Technologie	Temperaturbereich	Kathodenreaktion (HER)	Ladungsträger	Anodenreaktion (OER)
AEL	40 - 90 °C	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	OH^-	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
PEMEL	20 - 100 °C	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	H^+	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
HTEL	700 - 1000 °C	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	O^{2-}	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$

Tabelle 1-1: Halbzellenreaktionen, typische Temperaturbereiche und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse

Bei der AEL wird das Wasser in der Regel an der Kathodenseite zugeführt, an der der Wasserstoff und OH^- -Ionen entstehen. Letztere migrieren durch die mikroporöse oder anionenleitende Membran und werden auf der Anodenseite zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt.

Bei sauren Elektrolyten (z.B. PEMEL) wird das Wasser in der Regel an der Anodenseite der Elektrolysezelle zugeführt und in seine Bestandteile zerlegt. Pro Wassermolekül entsteht ein halbes Sauerstoffmolekül, das anodenseitig abgeführt wird und zwei Protonen, die durch eine protonenleitende Membran zur Kathodenseite transportiert werden und dort unter Aufnahme zweier Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül reduziert werden. Beide Verfahren zählen zur Niedertemperatur-(NT-)Elektrolyse.

1.3.2. Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs

Ein wesentliches technisches Bewertungskriterium für den Elektrolyseprozess ist der Wirkungsgrad. Allgemein ist der Ansatz zur Definition des Wirkungsgrades einer technischen Anlage das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Für die Elektrolyse wird der Nutzen in dieser Studie nur im produzierten Wasserstoff gesehen. Die Nutzung des produzierten Sauerstoffs und die damit verbundene Erhöhung des Wirkungsgrades sollen hier nicht weiter betrachtet werden. Da Wasser als Edukt flüssig oder dampfförmig zugeführt werden kann, muss zwischen der NT-Elektrolyse (AEL und PEMEL) und der HT-Elektrolyse unterschieden werden. Aufgrund des Schwerpunktes der Studie beziehen sich die folgenden Ausführungen auf die NT-Elektrolyse.

Die Energiezufuhr (=Aufwand) erfolgt über Elektrizität, zusätzliche Wärme wird bei Umgebungstemperaturen nicht eingekoppelt bzw. kann technisch vernachlässigt werden. Ferner wird das Wasser in der Regel flüssig zugeführt, so dass zu entscheiden ist, ob der H_2 -Energiegehalt auf den Brennwert ($\Delta H_R^0 = \text{HHV} = 3,54 \text{ kWh/Nm}^3$) oder auf den Heizwert ($\Delta H_R^0 = \text{LHV} = 3,00 \text{ kWh/Nm}^3$) bezogen wird:

- Wird der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff in einer nachgelagerten Anwendung energetisch verwertet (Umwandlung in thermische, mechanische oder elektrische Energie), wird nur der Heizwert des Wasserstoffs genutzt. Soll der Gesamtwirkungsgrad der Wandlungskette berechnet werden, kann deshalb der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs ebenfalls auf den Heizwert bezogen werden:

$$\varepsilon_{\text{LHV}} = \frac{\dot{V}_{\text{H}_2} \cdot \text{LHV}}{P_{\text{el}}} \quad (1-1)$$

- Wird nicht die Gesamtkette betrachtet bzw. der Wasserstoff chemisch verwertet, ist es sinnvoller, den Brennwert des Wasserstoffs zur Berechnung des Wirkungsgrades eines NT-Elektrolyseurs heranzuziehen. Wasser wird als flüssiges Edukt zugeführt, die notwendige Reaktionsenthalpie ΔH_R für die Aufspaltung flüssigen Wassers und die Überführung in gasförmigen Wasserstoff entspricht bei Standardbedingungen dem Brennwert der Reaktion.

$$\varepsilon_{\text{LHV}} = \frac{\dot{V}_{\text{H}_2} \cdot \text{HHV}}{P_{\text{el}}} \quad (1-2)$$

Der auf den Brennwert bezogene Wirkungsgrad gibt damit an, wie effizient der Elektrolyseur als technischer Apparat funktioniert bzw. wie nah am ideal-reversiblen Zustand er betrieben werden kann. Der auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrad dient der systemischen Analyse einer gesamten Prozesskette.

Diese allgemeine Definition des Wirkungsgrades eines Elektrolyseurs kann auf Zellebene vereinfacht werden. Abgeleitet von Gleichung (1-2) lässt sich ein Spannungswirkungsgrad definieren, der den Ohm'schen Verlusten und Überspannungen in einer Elektrolysezelle Rechnung trägt:

$$\varepsilon_V = \frac{U_{th}(T)}{U_{cell}(i, T)} \quad (1-3)$$

Der Bezugspunkt ist die thermoneutrale Spannung U_{th} , die sich aus ΔH_R berechnen lässt und von der Temperatur abhängig ist. Praktisch wird für ΔH_R immer der Brennwert verwendet, da das Wasser bei der NT-Elektrolyse flüssig vorliegt.

Der Faraday'sche Wirkungsgrad erfasst den Umsatz der Ladung in einer Elektrolysezelle und ist das Verhältnis von der erzeugten H_2 -Stoffmenge zur theoretischen Stoffmenge gemäß dem Faraday'schen Gesetz:

$$\varepsilon_I = \frac{\dot{n}_{real, H_2}}{\dot{n}_{ideal, H_2}} \quad (1-4)$$

Der Zellwirkungsgrad eines Elektrolyseurs berechnet sich damit zu:

$$\varepsilon_{cell} = \varepsilon_V \cdot \varepsilon_I \quad (1-5)$$

Alternativ zur Angabe des Wirkungsgrades als Verhältnis von Aufwand zum Nutzen wird für die Bewertung eines Elektrolysesystems häufig und sinnvollerweise der spezifische (elektrische) Energieverbrauch in kWh pro erzeugtem Nm^3 Wasserstoff angegeben. Dadurch entfällt die Diskussion um die Wahl des Brenn- oder Heizwertes.

1.4. Funktionsprinzip eines alkalischen Elektrolyseurs

Der prinzipielle Aufbau eines alkalischen Elektrolyseurs ist in Abbildung 1-1 dargestellt. Legt man an die beiden Elektroden eine Spannung an, so wird das Wasser elektrolytisch gemäß den Gleichungen (1-6) gespalten.

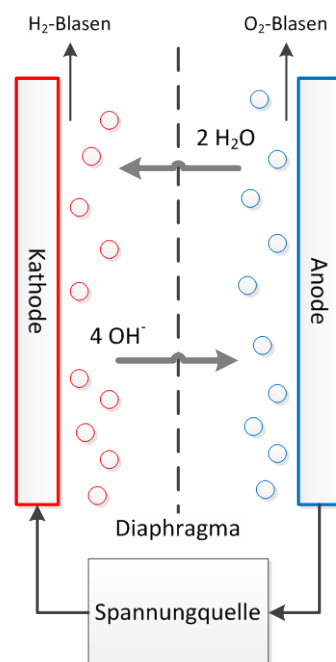
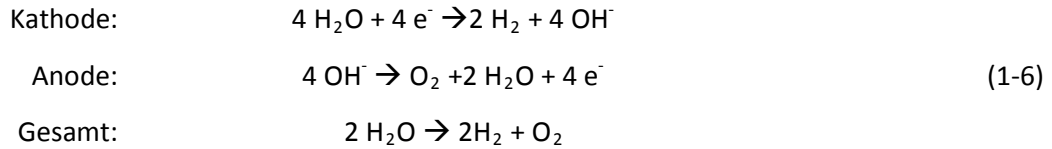


Abbildung 1-1: Prinzipielle Funktionsweise einer alkalischen Elektrolysezelle



Infolgedessen wird im Zuge der Elektrolyse anodenseitig Sauerstoff und Wasserstoff auf der Kathodenseite freigesetzt. Um die schlechte Leitfähigkeit von Wasser zu kompensieren, wird in industriellen Elektrolyseuren 20-40-prozentige Natron- oder Kalilauge als Elektrolyt verwendet. Die porösen Metallelektroden sind in der Regel als Vordielektroden eng an dem anionenleitenden Diaphragma positioniert und elektrisch leitend mit den Endplatten bzw. den polaren Trennblechen in einem Zellstapel verbunden.

Das Gleichgewichtspotential E^{rev} für die Wasserspaltung kann mit Hilfe der freien Gibb'schen Enthalpie $\Delta G = \Delta H - T\Delta S$ dieser Reaktion definiert werden (Gleichung (1-7):

$$E^{\text{rev}} = \frac{\Delta G}{nF} = \frac{\Delta G^0}{nF} + \frac{RT}{nF} \ln \left[p_{\text{H}_2} \frac{p_{\text{O}_2}^{0,5}}{p_0^{1,5}} \right] = E^0 + \frac{RT}{nF} \ln \left[\frac{p_{\text{H}_2} p_{\text{O}_2}^{0,5}}{p_0^{1,5}} \right] \quad (1-7)$$

E^0 ist das Standard-Gleichgewichtspotential und beträgt 1.226 V bei $T=298 \text{ K}$ und $p = 1013,25 \text{ hPa}$. Die tatsächlich gemessene Zellspannung liegt in der Regel deutlich über der theoretischen Gleichgewichtsspannung E^{rev} . Ohmsche Verluste durch Elektrolyt und Diaphragma, E^{ohm} , sowie die Überspannungen E^{ir} an den jeweiligen Elektroden tragen zur gemessenen Elektrolysespannung E^{real} bei.

$$E^{\text{real}} = E^0 + E^{\text{ohm}} + E^{\text{ir}} \quad (1-8)$$

E^{rev} hängt in der Regel von den Reaktionsbedingungen (Druck, Temperatur, ...) ab, während die Überspannungs- und Ohmschen Anteile von den verwendeten Materialien und dem Zelldesign abhängen. Dabei steigen sowohl E^{ohm} als auch E^{ir} mit zunehmender Stromdichte j (aufgeprägter Strom pro Elektrodenfläche), was zu einem Anstieg der Zellspannung und damit zu einem höheren Energiebedarf für die Wasserstoffproduktion führt.

Die elektrolytische Zersetzung von Wasser ist eine endotherme Reaktion, für die eine der Freien Enthalpiedifferenz ΔG entsprechende Menge an elektrischer Energie sowie ein Wärmeanteil $T\Delta S$ zugeführt werden muss. Elektrolyseure arbeiten in der Regel bei Potentialen oberhalb der reversiblen Zellspannung von $E^{\text{rev}}=1,2 \text{ V}$. Die dabei anfallende Abwärme wird bis zum Erreichen der thermoneutralen Spannung von 1.48 V von der elektrochemischen Reaktion absorbiert. Bei dieser Spannung befindet sich das System im thermischen Gleichgewicht: Es findet keine Wärmedissipation bzw. -absorption statt. Die eingesetzte elektrische Arbeit wird völlig in den Wärmeinhalt des produzierten Wasserstoffs umgewandelt. Die thermoneutrale Spannung ist sehr wichtig für die Auslegung von Elektrolyseanlagen, da jegliche Energiezufuhr oberhalb dieser Spannung in Wärme umgewandelt und abgeführt werden muss. Die Auslegung sollte letztlich so erfolgen, dass die produzierte Wärmemenge bei gegebener Zellspannung dem Wärmeverlust bei gegebener Betriebstemperatur entspricht.

Die Betriebstemperatur der alkalischen Elektrolyseure liegt heute zwischen 50 und 80 °C. Eine Erhöhung der Betriebstemperatur über 80 °C hätte einen Anstieg des Wirkungsgrads zur Folge. Allerdings müssen bei erhöhten Temperaturen ebenso erhöhte Korrosions- und damit Degradationsraten der Zellen und des Materials berücksichtigt werden.

Die Vorteile der alkalischen Elektrolyse im Allgemeinen betreffen die Langlebigkeit, die geringen Kosten und den Betrieb unter Druck bis 30 bar. Durch den Druckbetrieb kann der Kompressionsaufwand des Gases vermindert werden oder, je nach Bedarf, auch ganz wegfallen. Von Nachteil sind der hohe Wartungsaufwand der korrosionsanfälligen, alkalischen Elektrolyse und die, im Vergleich zur PEM-Elektrolyse, geringen erzielbaren Stromdichten.

1.5. Technische Konzepte der Elektrolyse heute und morgen

1.5.1. Schlüsselleistungsparameter

Wenn die Elektrolyse durch Wasserstoffgewinnung eine zentrale Rolle bei der chemischen Speicherung von dynamisch produziertem Strom spielen soll, sind die folgenden Schlüsselparmeter bzw. Bewertungskriterien bedeutend für die Beurteilung der technischen und ökonomischen Machbarkeit:

- a) Verfügbarkeit
- b) Investitionskosten
- c) Betriebskosten
- d) Lebensdauer und Effizienz

a) Verfügbarkeit

Heutzutage sind alkalische Elektrolyseure im MW-Maßstab verfügbar. Auch die PEM-Elektrolyseure sind mittlerweile in MW-Größenordnungen erhältlich, bestehen allerdings aus mehreren einzelnen individuellen Stacks. Bei der alkalischen Elektrolyse werden keine Engpässe bezüglich der Verfügbarkeit der Materialien erwartet. In 2012 wurden ca. 1.760.900 Tonnen an Nickel produziert (ca. 22 \$/kg) und signifikante Mengen wurden zusätzlich durch Edelstahl-Recycling zurückgewonnen. Auch Kaliumhydroxid (KOH) wird großtechnisch mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse in Mengen von mind. 1 Mio. Tonnen pro Jahr hergestellt. Bei der Polymer-Membran Elektrolyse ist die Verfügbarkeit der Materialien wesentlich stärker eingeschränkt. Laut Platinum 2013 Internal Review (Johnson Matthey) wurden 2012 ca. 162,5 Tonnen Pt produziert (Bestand im Lager ca. 65 Tonnen), wobei der Preis bei ca. 53000 \$/kg lag. Iridium und Ruthenium werden zusammen mit Pt gefördert und sind daher direkt an die Produktion von Pt gekoppelt. Allerdings werden jährlich nur ca. 5-7 Tonnen Ir oder Ru produziert. Unter Annahme einer Power-to-Gas-Leistung von 1 GW mit einer Leistungsdichte von 50000 W m^{-2} (2 A cm^{-2} ; 2,5 V) und einer Edelmetallbeladung von 1 mg cm^{-2} für das Jahr 2020 sind ca. 200 kg zusätzliches Pt oder Ir/Ru notwendig. Dies entspricht ca. 0.1 % der Gesamtproduktion Pt 2012 (3 % bei Ir), weshalb kein Problem hinsichtlich der Verfügbarkeit zu erwarten ist

b) Investitionskosten

Die heutigen Investitionskosten von Elektrolyseanlagen belaufen sich auf ca. 1000-2000 Euro/kW, wobei die AEL am unteren Limit und die PEMEL am oberen Limit angesiedelt ist [ElyEU, 2014]. Laut Prognosen für die zukünftige Preisentwicklung soll der Preis der AEL bis auf 600 Euro/kW und der der PEMEL bis auf 600 Euro/kW bis 2030 fallen [FZ Jülich, 2012]. Jedoch kann diese Preisentwicklung nur stattfinden, wenn in Zukunft mehr und größere Elektrolyseure gebaut werden und zum Einsatz kommen. Der Grund dafür ist, dass bislang relativ kleine Elektrolyseure angeboten und zumeist in Marktnischen eingesetzt werden. Dies macht sich insbesondere im Falle der PEMEL bemerkbar, die, um eine Preisreduktion zu erfahren, sehr stark auf technologische Innovationen angewiesen ist. Die AEL hingegen ist heute bereits eine ausgereifte Technologie, deren Preis weniger von technologischen Innovationen als von den Produktionsvolumina abhängt.

c) Betriebskosten (exklusive Stromkosten)

Die Betriebskosten beinhalten geplante wie auch ungeplante Wartungsarbeiten sowie die Grundinstandsetzung, aber nicht die Elektrizitätskosten. Oft werden diese Kosten als Prozentsatz der Investitionskosten angegeben. Unabhängig von der Technologie (AEL oder PEMEL) bewegen sich die OPEX-Kosten üblicherweise im Bereich von 2-5 % der CAPEX-Kosten.

Konkret variieren die Kosten mit der Anlagengröße, da die benötigten Arbeitskräfte zur Wartung einer Anlage nicht linear mit der Anlagengröße steigen. Zusätzlich variieren die Arbeitskosten auch mit dem Standort, an dem die Anlage steht. Somit teilen sich die Betriebskosten einer Anlage auf in Arbeitskosten und Materialkosten.

Materialkosten sind typischerweise an die Anschaffungskosten gekoppelt, wobei die Arbeitskosten mit der Anlagengröße variieren bzw. mit der Mitarbeiterkapazität pro Anlage. Während die jährlichen Materialkosten auf ca. 1,5 % der Anschaffungskosten beziffert werden, sind die Arbeitskosten für sehr große Anlagen generell niedriger. Die jährlichen OPEX einer 1 MW-Elektrolyseuranlage belaufen sich beispielsweise auf ca. 5 % der CAPEX, wobei diese bei einer 10 MW-Anlage nur ca. 2 % des CAPEX betragen [ElyEU, 2014].

d) Lebensdauer

Die Lebensdauer eines Elektrolyseurs ist abhängig von der Spannungsdegradation, die den Anstieg der Überspannung darstellt, die wiederum dem System zugeführt werden muss, um eine konstante Wasserstoffproduktion zu gewährleisten. Die Degradation verläuft in vielen verschiedenen Prozessen, die die Katalysatoren, Elektrolyte und Separatoren betreffen können und den internen elektrischen Widerstand des Systems erhöhen.

Nach aktuellem Stand der Technik für kontinuierlich betriebene alkalische Systeme bewegt sich die Degradation im Bereich von 0,4-5 μV pro Betriebsstunde. Die PEM-Elektrolyseure schneiden hierbei mit ca. 15 μV pro Betriebsstunde nach Literaturangaben noch deutlich schlechter ab [ElyEU, 2014]. Die Degradation hat auch zur Folge, dass der Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyseure sinkt. Dies ist mit zu berücksichtigen bei der Planung von neuen Systemen.

Da jedoch ein Elektrolyseursystem unter normalen Bedingungen nie völlig ausfällt, bezieht sich die Lebenszeit eines Systems auf den Effizienzverlust. Basierend hierauf beziffern die führenden Hersteller von Elektrolyseursystemen die Lebenszeit auf bis zu 90.000 Stunden für alkalische und nur 60.000 Stunden für PEM-Elektrolyseure.

1.5.2. Technische Konzepte der alkalischen Elektrolyse – Heute

Im Folgenden werden Design, Material und Betriebskonditionen der AEL nach heutigem Stand der Technik erläutert. Hierbei wird zudem betrachtet, wie diese im Zusammenhang mit der Preisreduktion für die Wasserstoffproduktion verbessert oder fortentwickelt werden können.

Design

Das zuverlässigste und damit auch einfachste Design eines alkalischen Elektrolyseurs ist das sogenannte unipolare Design (Abbildung 1-2). Hierbei enthält jede Zelle zwei Elektroden, einen Separator und die Laugenlösung. Die Zelle kann zu Stacks zusammengefügt werden, indem mehrere Zellen extern verbunden werden.

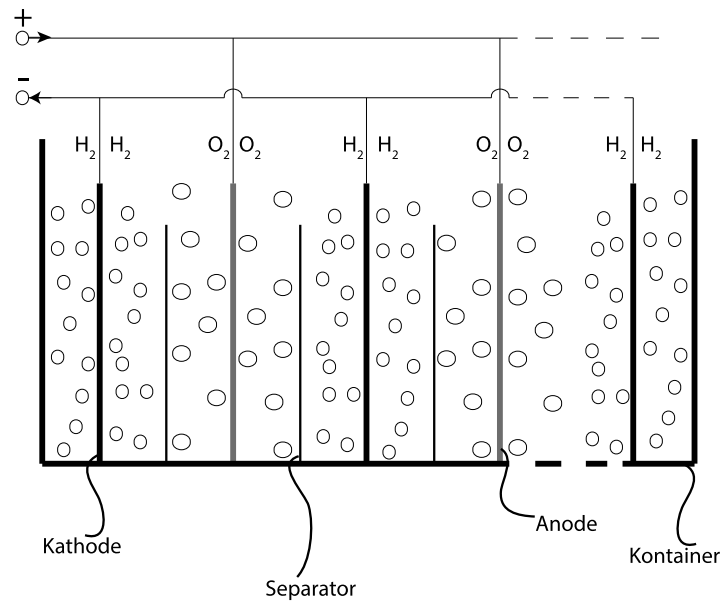


Abbildung 1-2: Unipolares Design der alkalischen Elektrolyse

Jedoch bringt dieses Designprinzip Nachteile mit sich wie etwa Leitungsverluste, ein hohes Systemgewicht und große Systemdimensionen. Deshalb überwiegen heutzutage die sogenannten Bipolarzellen (Abbildung 1-3). Hier sind die Zellen in einem Stack durch einen Metallseparator getrennt. Dieser dient gleichzeitig auf der einen Seite als Anode und auf der anderen Seite als Kathode. Stacks mit Bipolarzellen sind leichter, kompakter und benötigen eine reduzierte Verkabelung. Zusätzlich können Bipolarzellen, im Gegensatz zu den Unipolarzellen, unter Druck betrieben werden.

Das Design des Elektrolyseurs wirkt sich auch auf den Preis aus, denn die Herstellung von kleineren Elektrolyseuren ist mit einer größeren „Abfallproduktion“ verbunden. Bei der Produktion von kleinen Elektrolyseuren werden, im Vergleich zu großen, bei der gleichen Stromdichte im Durchschnitt 30-50 % mehr Material verbraucht. Demzufolge sollte für die zukünftige Kostenreduktion die Systemgröße der alkalischen Elektrolyseure vergrößert werden (Multi-MW-Anlagen).

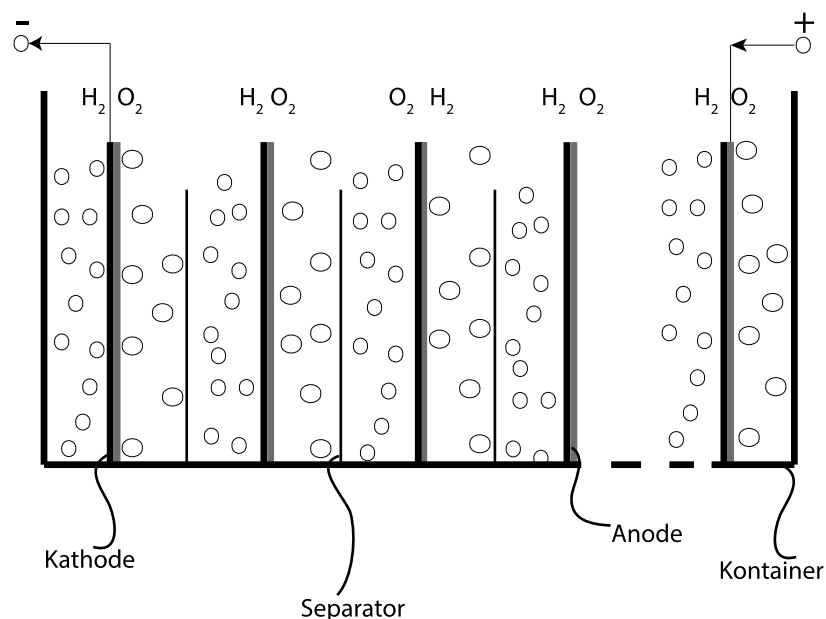


Abbildung 1-3: Bipolares Design der alkalischen Elektrolyse

Neben dem Systemdesign spielt das Design auf der Zellebene eine ebenso wichtige Rolle zur Kostenreduktion. Das Zelldesign beeinflusst den Widerstand der Zelle und somit auch die Stromdichte, mit der die Zelle betrieben werden kann. Nach heutigem Standard operieren alkalische Elektrolyseure mit $0,5 \text{ A/cm}^2$. Bis 2030 sollte dieser Wert auf 1 A/cm^2 erhöht werden können. Dies aber ist nur zu realisieren wenn u.a. auch das Zelldesign so angepasst wird, dass dadurch die internen Widerstände weiter gesenkt werden. Fortgeschrittene Systeme basieren heutzutage auf dem sogenannten „zero gap“-Zelldesign. Bei diesem Design werden perforierte Elektroden an den Separator angepresst, um den Widerstand zwischen den Elektroden zu reduzieren und um die Gasbildung zwischen den Elektroden zu vermeiden, die den Widerstand weiter erhöhen würden. Die Perforationen der Elektroden bzw. die Lochgröße muss die Gasblasenbildung und die rasche Gasblasenablösung unterstützen, denn zu kleine Löcher würden dazu führen, dass die Gasblasenbildung gehemmt wird und diese nicht das Stadium der Ablösung erreichen. Dadurch würden die Blasen die Elektrodenoberfläche blockieren und somit die Effizienz des Systems sogar verringern. Da die durchschnittliche Blasengröße für Sauerstoff mit $500 \mu\text{m}$ und für Wasserstoff mit $20\text{-}30 \mu\text{m}$ gemessen wurde, wurden für die Anode (Sauerstoffseite) eine Lochgröße von $1,2 \text{ mm}$ und für die Kathode (Wasserstoffseite) $0,3 \text{ mm}$ vorgeschlagen [HyFC, 2010]. Abbildung 1-4 zeigt den Unterschied zwischen der konventionellen (links) und der zero gap-Konfiguration (rechts).

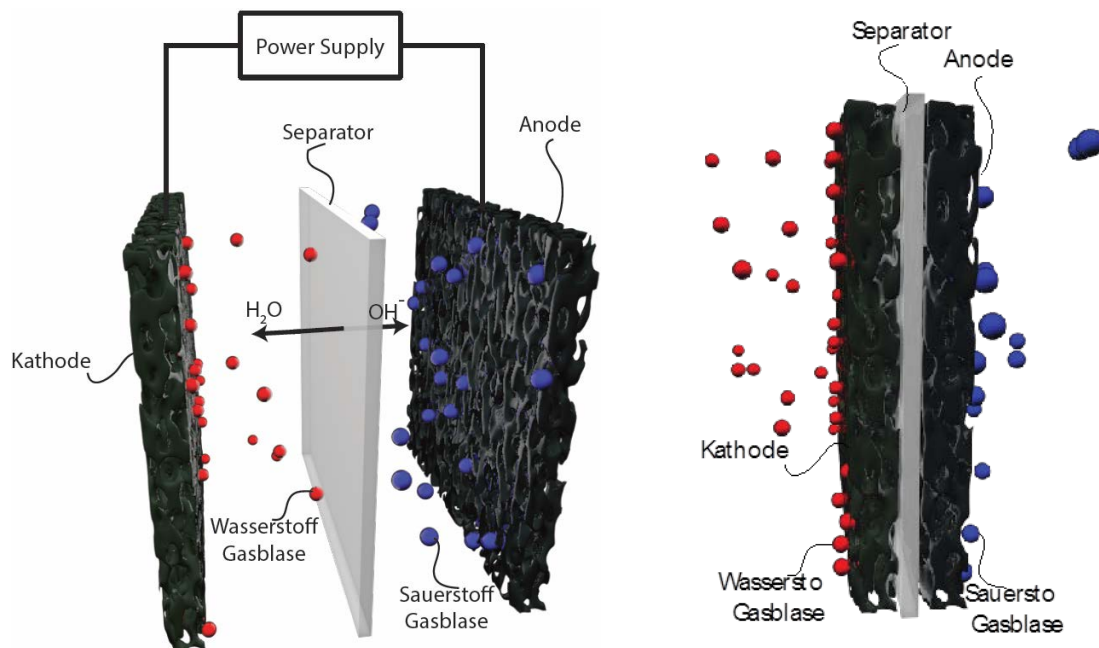


Abbildung 1-4: Zero Gap-Konfiguration der Alkalischen Elektrolyse [Schmidt, 2003]

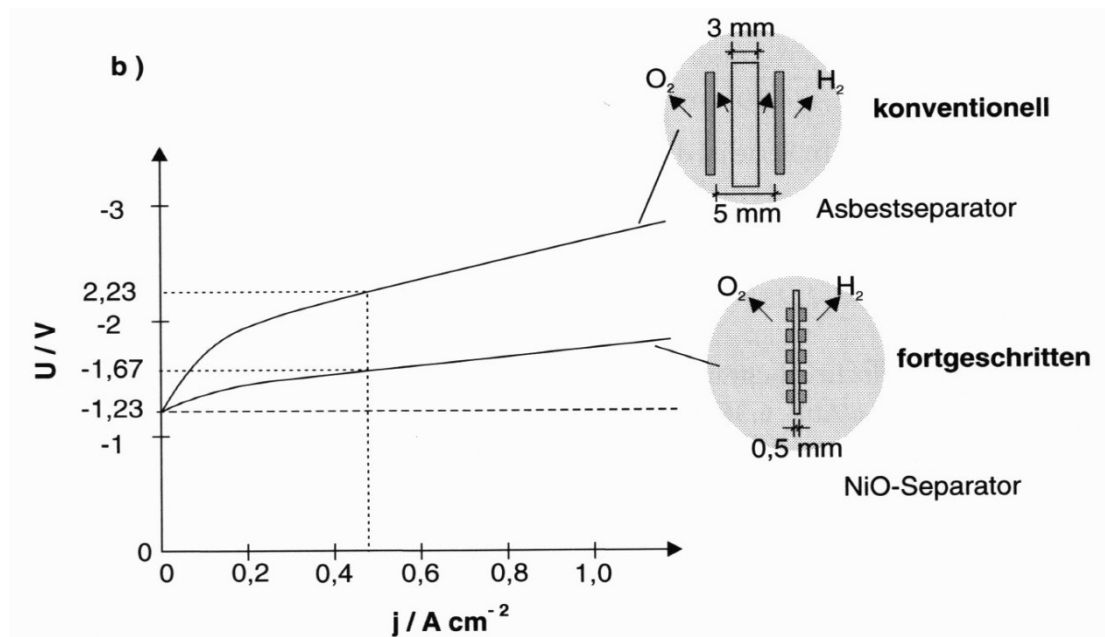


Abbildung 1-5: Verbesserte Leistung einer Zelle mit zero gap-Konfiguration [Schmidt, 2003].

Abbildung 1-5 zeigt die verbesserte Leistungsfähigkeit der alkalischen Elektrolyse, die in zero gap-Konfiguration konstruiert wird. Auf der Zellebene können nicht nur die Elektroden modifiziert und verbessert werden, um eine Kostenreduktion und Effizienzsteigerung zu realisieren, sondern auch die Separatoren. Im Falle des REselyser-Projekts am DLR in Stuttgart (gefördert durch EU FP7/FCH-JU) soll die zero gap-Technologie um einen sogenannten „e-bypass“-Separator erweitert werden. Der e-Bypass-Separator besteht aus einem 3D-Spacer, der von beiden Seiten mit ZIRFON®, einem alkaliresistenten Polymer, beschichtet ist. Dabei entsteht ein doppelwandiger Separator mit einem hohlen Zwischenraum, der von dem Stützgewebe des 3D-Spacers getragen wird. Dieser Hohlraum wird nun dafür genutzt, die Kalilauge auch durch die Membrane zu befördern anstatt nur von außen. Abbildung 1-6 zeigt die Speisung der Kalilauge im Falle des e-bypass-bestückten Elektrolyseurs. Die damit verbundenen Vorteile sind a) Steigerung der Gasreinheiten, insbesondere bei hohem Druck und Teillast, da die evolvierten Gase nach außen ausgewaschen werden und somit nicht mehr in die Gegenhalbzelle gelangen können, b) kontinuierliche Säuberung des Separators, dessen Widerstand im Langzeitbetrieb zunimmt, bedingt durch Ablagerung von Rückständen aus der Lösung oder aus Korrosionsvorgängen und c) die Benetzung der Separatorporen mit nicht-gashaltiger Laugenlösung zur besseren Leitfähigkeit.

Diese Vorteile sollen nicht nur zur Steigerung der Effizienz führen, sondern können auch dafür sorgen, dass die Kosten bezüglich Wartungsarbeiten und Gasreinigung, aber auch der Energieverbrauch deutlich sinken.

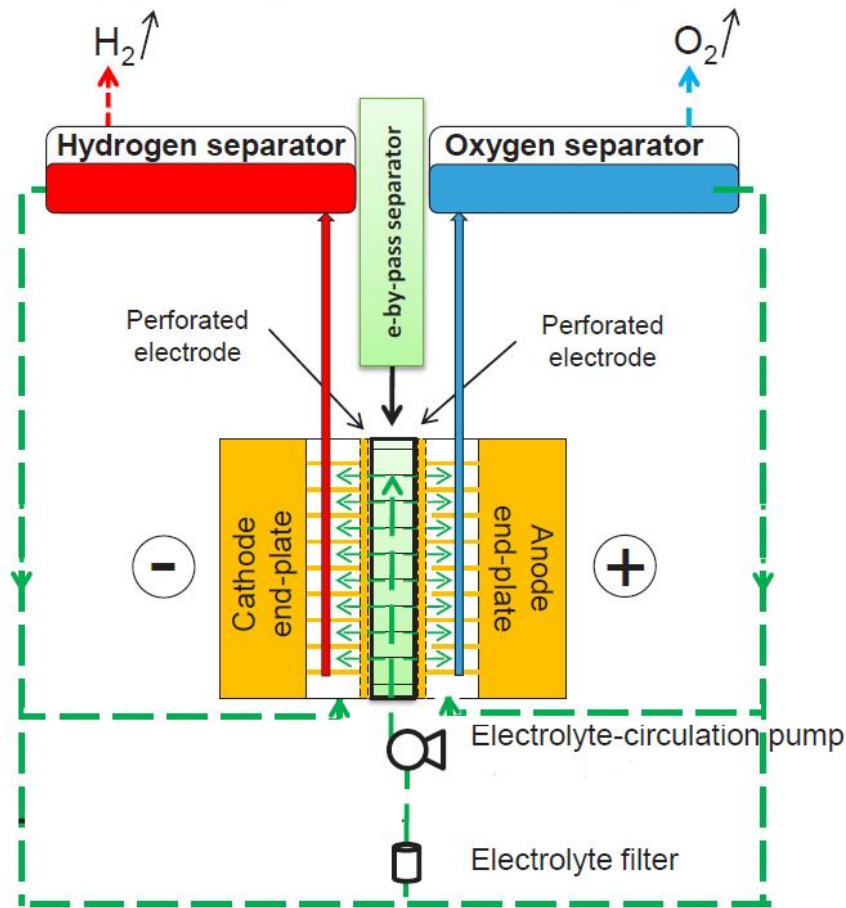


Abbildung 1-6: Speisung der Kalilauge im e-bypass-bestückten Elektrolyseur

Die aufgeführten Beispiele zeigen, dass die Elektrolyse von Designinnovationen profitieren kann und dass diese nicht nur die Handhabbarkeit wie z.B. Systemgröße und Komplexität positiv beeinflussen, sondern auch die Kosten und die Effizienz.

Material

30-prozentige KOH-Lösung ist mittlerweile zur Standardlösung der AEL geworden, wobei diese normalerweise bei Temperaturen um 80 °C betrieben wird. Materialien, die in der AEL zum Einsatz kommen, müssen diesen harten basischen Bedingungen der Elektrolyse standhalten.

In der Elektrolysezelle sind die Behälter, Elektroden und Separatoren direkt von diesen Bedingungen betroffen, weil sie im direkten Kontakt mit der heißen Kalilauge stehen.

Die korrosionsbeständigen Behälter werden grundsätzlich mit einer Nickelbeschichtung versehen. Für die Elektroden kommen entweder Nickel oder Nickel-beschichteter Stahl als Trägermaterial zum Einsatz, das mit Katalysatoren für die jeweilige Halbzellenreaktion (Wasserstoff- oder Sauerstoffevolution) beschichtet wird. Als Separatormaterial wurde lange Zeit Asbest verwendet, da dieser alle Anforderungen erfüllte, die an einen Separator in der AEL gestellt werden (gute Gasseparationseigenschaften, mechanische, elektrochemische und chemische Stabilität und akzeptable Kosten). Jedoch ist unter dem Rotterdamer Abkommen der Handel und Gebrauch von Asbest eingeschränkt worden. Deshalb werden heutzutage Oxide von Keramiken mit einem metallenen Stützgewebe als Separatoren eingesetzt. Tabelle 1-2 liefert eine Übersicht über die verwendeten Separatoren [HyFC, 2010].

Material	Typ	Temperatur [°C]	Dicke [μm]	Spez. Widerstand [Ω*cm ²]
Asbest / Polymer- gebundenes Asbest	Anorganisch / Verbund	<100 / <100	2000-5000 / 200-500	0,74 / 0,15-0,2
PTFE-gebundenes Kaliumtitanat	Verbund	120-150	300	0,1 – 0,15
Polymergebundenes Zirkonoxid	Verbund	<160	200-500	0,25
Polysulfon-gebundenes polyantimonsäure / Polysulfon-impregniert mit Sb ₂ O ₅ -Polyoxid	Verbund	<200	200-500	0,15-0,25
Gesintertes Nickeloxid	Anorganisch	<200	200-400	0,05-0,07
Keramik / Oxid beschichtete Nickel Materialien	Verbund	<170	25-50	0,07-0,1

Tabelle 1-2: Mögliche Separatormaterialien der AEL

Wie in Tabelle 1-2 dargestellt ist, sind viele Separatormaterialien verfügbar, jedoch müssen Separationsvermögen, ionische Leitfähigkeit und mechanische sowie chemische Stabilität zugleich befriedigend sein, was selten der Fall ist. Ein Beispiel hierfür sind die gesinterten Nickeloxid-Separatoren, bei denen die ionische Leitfähigkeit und die chemische und mechanische Stabilität für die AEL überaus geeignet sind, jedoch die Gastrennung von diesen Separatoren noch unzureichend ist [Xu, 2013]. In einem anderen Fall, in dem Nickeloxid als potentielles Separatormaterial beschrieben wird, ergaben die Studien jedoch, dass während der Elektrolyse das Nickeloxid durch den evolvierten Wasserstoff zu Nickel zurückreduziert wird, das wiederum in einer zero gap-Konfiguration zu einem Kurzschluss führen kann. Diese Fallbeispiele zeigen, dass trotz der Vielzahl Alternativen die Entwicklung von neuen Separatormaterialien von großer Bedeutung ist, um weiterhin die Kosten der alkalischen Elektrolyse zu senken und gleichzeitig die Beständigkeit und Effizienz zu steigern.

Im Hinblick auf die Katalysatoren hat die AEL einen enormen Vorteil gegenüber der PEMEL. In der AEL können unedle Metalle als Katalysator verwendet werden. Der Katalysator, der sich hier über Jahrzehnte bewährt hat, ist Nickel. Dabei kommen verschiedenen Nickellegierungen auf der Kathoden- und Anodenseite zum Einsatz. An der Kathode haben sich Legierungen aus Nickel und Molybdän bewährt, wobei auf der Anodenseite unter anderem Legierungen aus Nickel und Kobalt zum Einsatz kommen können. Abbildung 1-7 und Abbildung 1-8 geben einen Überblick über einige Katalysatoren (Anode und Kathode) und deren Potentiale im kontinuierlichen und intermittierenden Betrieb.

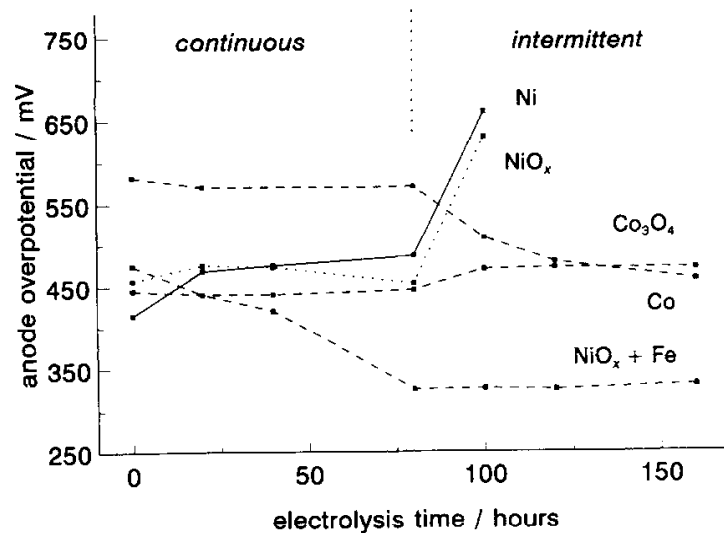


Abbildung 1-7: Sauerstoffkatalysatoren für die Anode der alkalischen Elektrolyse [Suffredini, 2000]

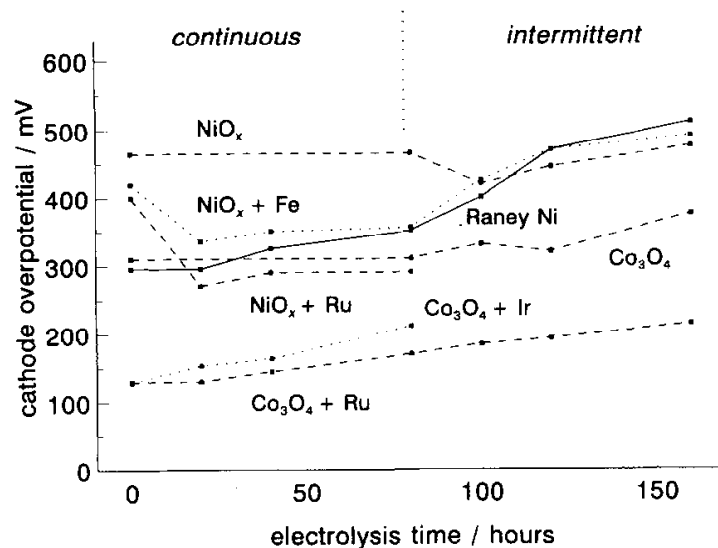


Abbildung 1-8: Wasserstoffkatalysatoren für die Kathode der alkalischen Wasserelektrolyse [Suffredini, 2000]

Betriebskonditionen

Unabhängig vom System gibt es zwei Hauptparameter, die unter den Betriebskonditionen beachtet werden müssen: Systemtemperatur und Systemdruck.

Diese beiden Hauptparameter bestimmen in derzeitigen Anlagen den Typus des Systems. Die Anlagen teilen sich somit in Niedertemperatur- (80-90 °C), Mitteltemperatur- (100-150 °C) und Hochtemperaturanlagen (160-200 °C) auf. Im Niedrigtemperatursystem muss die gebildete Reaktionswärme abgeleitet werden. In Mitteltemperatursystemen kann die Anlage autothermal betrieben werden, es muss also weder Wärme zugeführt noch abgeleitet werden, da die Reaktionsentropie ebenfalls steigt und sich somit das Fenster der Wärmeenergiezufuhr vergrößert. In den Hochtemperatursystemen muss hingegen geheizt werden, weil der Elektrolyseur als „Wärmesenke“ arbeitet. Jedoch werden wegen des hohen Materialanspruchs Temperaturen über 150 °C vermieden.

In Bezug auf den Druck gibt es ebenfalls drei verschiedene Konfigurationsmöglichkeiten: atmosphärisch, 25-30 bar und Hochdruckelektrolyseure, die mit einem Druck von bis zu 200 bar

betrieben werden können. Die erhöhten Drücke können mittels der Einstellung des Auslassventils erreicht werden. In diesen Systemen müssen sowohl Frischwasserpumpe als auch Elektrolytpumpe unter diesem Druck arbeiten können. Die Frischwasserpumpe muss die absolute Druckdifferenz bei geringer Flussrate überwinden, wobei die Elektrolytpumpe nur mit der zellinternen Druckdifferenz belastet wird. Außerdem haben die Gasblasen in einem Überdrucksystem einen kleineren Volumenanteil an den Elektroden, was zu einem niedrigen Überpotential führt. Des Weiteren können Betreiber von Überdruckelektrolyseursystemen an nachgeschalteten Gaskompressionskosten sparen, da der gewünschte Enddruck des Gases durch die Ausgangsventile eingestellt werden kann.

Unabhängig von Elektrolyseurkonfigurationen müssen Elektrolyseure in Bipolarkonfiguration im abgeschalteten Zustand immer mit einem sogenannten „Schutzstrom“ beaufschlagt werden, um den Katalysator zu schützen. Grund hierfür ist, dass in dieser Konfiguration Anode und Kathode über den Elektrolyten verbunden sind und somit Kurzschlussströme entstehen. Nach einer Studie (HYSOLR Projekt – Deutschland) verbraucht ein 10 kW-Elektrolyseur, gekoppelt mit einer Photovoltaikanlage, zwischen Sonnenauf- und -untergang im Durchschnitt 1.1 kW h an Schutz-Strom.

Zusätzliche Betriebsbedingungen, wie Teillast und Dynamik, sind ebenfalls unabhängig von der Konfiguration, die allerdings über Gasreinheit und Lebensdauer eines Systems entscheiden können. Moderne Systeme werden mit Teillastfenstern von 20-40 % vertrieben, eine Überbelastung ist meistens nicht möglich. Jedoch gelten diese Zahlen nicht für jeden Betriebszustand, da das Betreiben eines Elektrolyseurs in Teillast sich negativ auf die Gasreinheit auswirkt, insbesondere bei längeren Betriebszeiten. Grund hierfür ist, dass sich Gase in der Lauge lösen. Da aber die Zirkulation der Laugenströme nicht lastabhängig ist, erhöht sich bei längerer Betriebsdauer der relative Anteil des Fremdgases im Vergleich zu den produzierten Gasen. Im intermittierenden Betrieb kann dies zu automatisierten sicherheitsbedingten Abschaltungen führen. Solch eine Abschaltung jedoch wirkt sich wieder negativ auf die Gasreinheit aus, denn in Folge der Querdiffusion der in der Anlage verbliebenen Produktgase kann der Wasserstoff in die Sauerstoffseite gelangen und umgekehrt.

1.5.3. Alkalische Elektrolyse – 2030

Die AEL wird mittelfristig einen Teil des steigenden Bedarfs an Elektrolyse-Wasserstoff decken. Für eine Untersuchung der AEL im Jahr 2030 unter Miteinbeziehung niedriger Teillasten als auch dynamischer Betriebsweisen ist im Vorfeld eine Unterscheidung zwischen atmosphärischer und Druckelektrolyse entscheidend.

Druckelektrolyseure bieten den Vorteil, dass der Wasserstoff komprimiert aus dem System austritt und somit Kompressionsstufen im Nachhinein gespart werden können. Zudem können die Systeme im Allgemeinen kompakter geplant werden, da kleinere Rohrleitungsquerschnitte und Anlagenkomponenten verwendet werden.

In der Literatur sind die Vorteile der Druckelektrolyse bislang kaum beschrieben. Es ist aber naheliegend anzunehmen, dass etwa wegen der niedrigeren Komprimierungsenergie von flüssigem Wasser im Gegensatz zu Wasserstoffgas die Druckelektrolyse einen geringeren Energieverbrauch gegenüber einer atmosphärischen Elektrolyse hat. Weiterhin kann man annehmen, dass der Energieverbrauch der Druckelektrolyse zusätzlich minimiert werden kann, da keine Notwendigkeit mehr zur Verwendung von konventionellen mechanischen Kompressoren gegeben ist.

Auf der anderen Seite jedoch steigt die reversible Zellspannung mit steigendem Druck. Darüber hinaus werden für die Druckelektrolyse spezielle Wasserförderungspumpen sowie Zirkulationspumpen notwendig, um die unter Druck entstandenen größeren Blasen von der

Elektrode besser abtransportieren zu können eingesetzt. Auch das Abführen der Abwärme ist bei der Druckelektrolyse normalerweise notwendig, da durch die Anforderungen erhöhter Druckstabilität die resultierenden Zellspannungen höher als die thermoneutrale Spannung liegen, was eine Erwärmung des Stacks zur Folge hat. Zusätzlich gelten aufgrund des hohen Druckes auch weit höhere Anforderungen an alle Komponenten, z.B. überdruckstabile Materialien und ein angepasstes Design. Das spiegelt sich schließlich in höheren Investitionskosten wieder, die etwa 30 % höher angesetzt werden müssen als im Falle atmosphärischer Elektrolyseure [ElyEU, 2014]. Auch Wartungs- und sicherheitstechnischer Aufwand und ein kleinerer Teillastbereich gelten als größere Nachteile der Drucksysteme. Geringere Gasreinheiten im Teillast- und dynamischen Betrieb sowie daraus folgende geringere Systemwirkungsgrade sind hier ebenfalls zu nennen.

Unter diesen Gesichtspunkten rechtfertigt der geringere Energieverbrauch der Druckelektrolyse (in Summe etwa 5 %) [ElyEU, 2014; HyFC, 2010] den verstärkten Fokus auf die Herstellung von Druckelektrolyseuren auf absehbare Zeit nicht. Daher wird in dieser Studie die 100 MW-Elektrolyseanlage auf einen Betrieb unter atmosphärischen Bedingungen ausgelegt und der Fokus auf andere systemtechnische Herausforderungen gelegt. In Anwendungen, bei denen keine nachgeschaltete Komprimierung des Wasserstoffs notwendig ist, wird die atmosphärische Elektrolyse weiterhin große Bedeutung haben. Ein Überblick über heutige und zukünftige Einsatzgebiete von Wasserstoff wird in Kapitel 6 gegeben.

1.6. Allgemeine Darstellung der industriellen Anlagenkonzeption

Zur prinzipiellen Darstellung einer alkalischen Elektrolyseanlage wird in diesem Kapitel der Aufbau eines 5 MW-Systems beschrieben. Hierzu wurden im Vorfeld der Studie mehrere Angebote bei Elektrolysehersteller für eine Anlage dieser Leistungsklasse angefragt. Die Rückläufe waren aber aufgrund des erkennbar theoretischen Hintergrunds der Anfrage gering. Eine Firma lieferte ein detailliertes Angebot, das im Auftrag und in der bilateralen Diskussion entstand. Sowohl die Anlagenkonzeption als auch die verwendeten Komponenten und Steuerungselemente basieren auf den im Angebot dargelegten Angaben. Nachdem die Einzelkomponenten einer solchen Anlage näher erläutert und deren Rolle bzw. Einbindung in das Sicherheitskonzept verdeutlicht wurden, werden kommerzielle Anlagenbauer und ihre heutigen technologischen Kapazitäten in einer kurzen Übersicht angeführt.

1.6.1. Komponenten einer alkalischen Elektrolyseanlage

Aufgrund der Möglichkeit mehrere Elektrolyseure miteinander zu verschalten, sodass beliebige Wasserstoffproduktionsraten erreicht werden können, werden Elektrolyseanlagen sowohl in Containerbauweise angeboten, als auch in Gebäude integriert. Das Herzstück einer alkalischen Elektrolyseanlage ist der **Elektrolyseur** selbst, wobei jeder Elektrolyseur jeweils aus mehreren einzelnen Zellen besteht. Dabei ist eine einzelne Verschaltung oder aber ein paralleler Betrieb möglich.

Der Gleichstrom für den Betrieb der Elektrolyseure wird je nach Systemgröße mittels **Transformatoren** und **Gleichrichtern** aus dem Mittel- oder Niederspannungsnetz entnommen.

Wie in Kapitel 1.4 beschrieben, werden hochkorrosive Flüssigelektrolyten bei der alkalischen Elektrolyse verwendet, die bei andauerndem Betrieb eine zunehmende Verunreinigung zur Folge haben. Deshalb muss laufend frisches oder aufbereitetes vollentsalztes Wasser (VE-Wasser) aus beispielsweise einer **Wasseraufbereitungsanlage** zugeführt werden.

Ferner stellt das **KOH-Management** einen zentralen Punkt der Anlagenkonzeption dar. Um die Funktionsfähigkeit der Anlage gewährleisten zu können, muss eine ständige Versorgung der KOH-Schuppen gewährleistet werden. Für eine optimale Leitfähigkeit werden Konzentrationen von 28 bis 30 Gew.% Elektrolyt in Wasser verwendet.

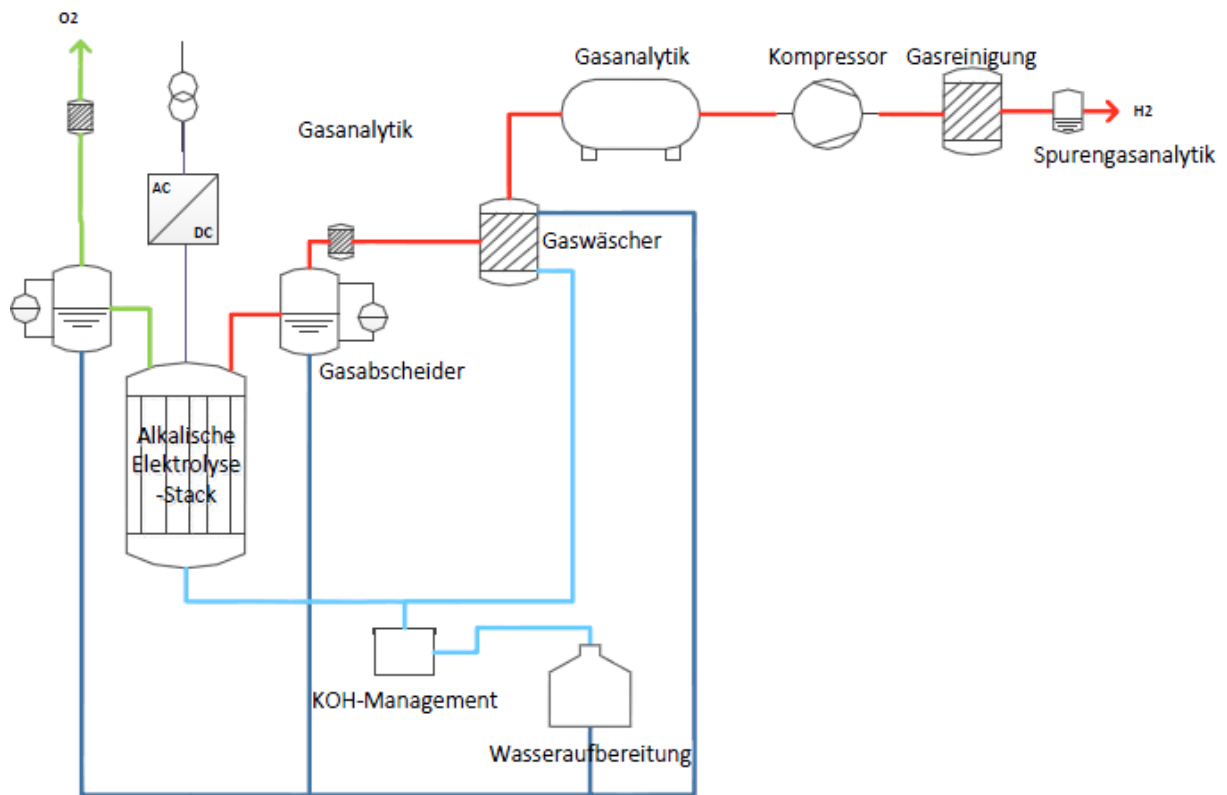


Abbildung 1-9: Allgemeine Darstellung einer alkalischen Elektrolyseanlage

Ist die Elektrolyseanlage in Betrieb, dient die integrierte **Gasanalyse** dazu, vorwiegend Verunreinigungen der Produktgase zu ermitteln, die im regulären Betrieb vor allem vom Teillastgrad und der Temperatur abhängig sind.

Ebenso entscheidend für den Betrieb und den Wirkungsgrad der Elektrolyseanlage sind neben der **Wasseraufbereitung** die Peripheriekomponenten für die Gaswäsche, sogenannte **Gaswäscher**, und die **Gasreinigung**. Um mitgeführte Elektrolytaerosole im Wasserstoffgas zu entfernen, wird das Produktgas durch einen nachgeschalteten Gaswäscher geführt. Als Waschwasser wird VE-Wasser aus einem entsprechend dimensionierten Vorratsbehälter in den Gaswäscher gepumpt und bindet dort den Großteil der im Gas mitgeführten Aerosole.

Gasspeicher können als Pufferspeicher für die **Kompressoren** dienen, da beim Anfahren die Differenz zwischen dem in den Elektrolyseuren produzierten Wasserstoff und der Förderleistung der Kompressoren aus diesen Speichern abgedeckt wird.

Im Anschluss an die Verdichtung in den Kompressoren folgt die **Reinigung** des Wasserstoffproduktgases von etwaig vorhandenem Sauerstoff.

Abbildung 1-9 stellt ein Prinzipschema einer alkalischen Elektrolyse dar. Mit aufgezeigt sind die genannten relevanten Bauteile eines Elektrolysesystems von der Stromversorgung über die Elektrolytbereitstellung bis zur Produktgasreinigung und Analytik.

1.6.2. Anbieter kommerzieller Anlagen

Die alkalische Elektrolyse ist das verbreitetste Elektrolyseverfahren und wird bereits seit Jahrzehnten in der Industrie angewendet. Im Folgenden werden Hersteller von alkalischen Elektrolysesystemen vorgestellt und die Leistungen ihrer aktuellen Produkte dargestellt. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Hydrogenics

Hydrogenics mit Sitz in Mississauga, Ontario, Kanada, besitzt Konzernunternehmen in Nordamerika, Europa und Asien und kann auf 60 Jahre Erfahrung in Entwicklung, Herstellung, Aufbau und Installation industrieller Wasserstoffsysteme zurückgreifen. Das Unternehmen fördert die Wasserstoffwirtschaft durch die Kommerzialisierung von Wasserstoff- und Brennstoffzellenprodukte. Zu seinem Produktportfolio zählen bei den Elektrolyseanlagen Systeme für die alkalische sowie für die PEM-Elektrolyse.



Hydrogenics' Produkt HySTAT wurde schon in vielen Industrieanlagen eingebaut. Es zeichnet sich durch hohe Sicherheit und Verlässlichkeit aus. Das Modell HySTAT 60 outdoor kann eine Wasserstoffproduktionsrate von 24-60 Nm³/h erreichen.

Mit HySTAT produziert und vertreibt Hydrogenics seit mehreren Jahren einen kommerziell erhältlichen Alkali-Elektrolyseur mit einer Wasserstoffproduktionsrate von bis zu 24-60 Nm³/h.



Abbildung 1-10: HySTAT 60 Outdoor Installation [Hydrogenics 1, 2013]

Durch die modulare Containerbauweise und das Verschalten mehrerer Anlagen ermöglicht Hydrogenics die Produktion von bis zu 500 Nm³/h. Zudem soll weiterhin an der Effizienzsteigerung der Elektrolyseure gearbeitet werden [Hydrogenics 2, 2013].

NEL

1927 begann NEL Hydrogen, damals unter dem Namen Norsk Hydro, die Elektrolysetechnologie zur Herstellung von Wasserstoff zu nutzen. Der Wasserstoff wurde für die Ammoniaksynthese mittels Haber-Bosch-Verfahren benötigt. Nach ersten Tests wurde 1940 eine Elektrolyseanlage in Kooperation mit der Schweizer Firma Pechkrantz mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 30.000 Nm³/h aufgebaut.





Abbildung 1-11: 30.000 Nm³/h-Anlage bei NEL in Rjukan [NEL 1, 2014]

Nach mehrmaliger Umgestaltung der Elektrolyseanlage und dem Bau einer zweiten vergleichbaren Anlage wurde das Design, auf dem auch die heutigen Entwicklungen basieren, konzipiert. 1974 gründete NEL die Tochterfirma NHEL, um die Elektrolysetechnologie zu kommerzialisieren. 1988 integrierte die Firma erstmals weltweit ein asbestfreies Diaphragma.

2001 konnte NHEL den ersten eigenen Druckelektrolyseur vorstellen und auf den Markt bringen. Zwei Jahre später wurde in Kooperation mit Shell die erste kommerzielle Wasserstofftankstelle in Island eröffnet.

2008 verzeichnete die Firma, zu der Zeit unter dem Namen Hydrogen Technology, den Verkauf des 500sten Elektrolyseurs.



Abbildung 1-12: Beispiel eines NEL P-60 [NEL 2, 2014]

2011 wurde die Firma erneut verkauft (an Statoil) und in NEL Hydrogen umbenannt [NEL 1, 2014].

Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH

Die WASSERELEKTROLYSE HYDROTECHNIK GmbH wurde als Vertriebsgesellschaft der HARTCHROM GmbH 1972 gegründet.



Die HARTCHROM GmbH baute seit 1956 im Auftrag der DEMAG-Elektrometallurgie GmbH Wasserelektrolyseure. Dabei wurden die Baureihen auf mittlerweile drei Typen erweitert, die Geräte selbständig weiterentwickelt und laufend verbessert. 1972 wurde das Gebiet Wasserelektrolyse von der DEMAG-Elektrometallurgie GmbH Duisburg übernommen, wobei der Vertrieb der Ges. für Chem.-Ing. Technik mbH, Krebs & Co. Berlin übertragen wurde.

Ab 1980 konnte der Vertrieb dann direkt von der Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH Karlsruhe durchgeführt werden. Seit der Gründung kann die Gesellschaft auf gesammelte Erfahrungen aus dem

Verkauf von mittlerweile mehr als 500 Elektrolyseuren zurückblicken. Diese Anlagen sind weltweit installiert worden und stehen unter anderem in Ägypten (Assuan) [HT 1, 2014].

ELT Elektrolyse Technik / McPhy Energy S.A.

ELT Elektrolyse Technik wurde im Jahr 1995 von zwei der führenden Wasserelektrolysespezialisten der BAMAG und LURGI gegründet. Mit dieser Gründung übernahm die Firma die Erfahrung und das Kernpersonal aus dem Bereich der BAMAG und LURGI Elektrolyseure [ELT 1, 2014].

Dadurch verfügt ELT über Erfahrung in weltweiten Wasserelektrolyseprojekten und allen damit verbundenen verwandten Aktivitäten vom Grundentwurf bis zur Inbetriebnahme, dem Anfahren sowie der Instandhaltung der Anlagen. Diese Anlagen sind weltweit installiert worden und stehen unter anderem in Ägypten.



Abbildung 1-13: Atmosphärischer Elektrolyseur nach dem System BAMAG [ELT 1, 2014]

Die Systeme des atmosphärischen Elektrolyseurs garantieren einen langzeitigen Dauerbetrieb und liefern dabei bis zu $480 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Wasserstoff, größere Leistungen können durch parallelen Einsatz der Elektrolyseure realisiert werden [ELT 1, 2014].

Dem gegenüber stehen die druckaufgeladenen Elektrolyseure, die bei einem Betriebsdruck von 30 bar eine Produktionsrate von bis zu $1400 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Wasserstoff je Einheit versprechen [ELT 2, 2014].



Abbildung 1-14: Druckelektrolyseur nach dem System LURGI [ELT 2, 2014]

Im Gegensatz zum BAMAG-System mit rechteckiger Materialgeometrie musste hier aufgrund des angelegten Drucks eine kreisförmige und damit bzgl. der Materialbelastung stabilere Geometrie gewählt werden. Im Ausland wird dieser Elektrolyseurtyp bereits 20 Jahre ohne Zellöffnung eingesetzt [ELT 2, 2014]. Die Firma ELT Elektrolyse GmbH wurde 2011 aufgrund der Eröffnung eines

Insolvenzverfahrens aufgelöst. Die relevante Technologie wurde zunächst an ENERTRAG HyTec GmbH überführt und anschließend an die McPhy Energy S.A.

AccaGen SA

AccaGen wurde 2003 in Lugano, im schweizerischen Tessin gegründet. Seit 2007 ist AccaGen Teil der Morphic Group, einem schwedischen Unternehmen, das laut eigener Aussage führend in der Entwicklung von Technologien für erneuerbare Energien ist.

AccaGen

Das Unternehmensportfolio umfasst technologisch fortschrittliche Produkte und Dienstleistungen, einschließlich hocheffizienter alkalischer Wasserelektrolyseure, erneuerbare Energiesysteme und Dampfreformierungssystemen.



Abbildung 1-15 AccaGen Containerlösung für alkalische Elektrolyse [AGEN, 2014].

AGEN Elektrolyseure sind alkalische Elektrolyseure für industrielle Anwendungen mit einem besonderen Fokus auf Sicherheit. Durch die besondere Bauweise sind Drücke von bis zu 50 bar ohne eine externe Verdichtung erreichbar. AccaGen verspricht durch kompakte Bauweise Produktionsraten von bis zu 150 Nm³/h als Containerlösung [AGEN, 2014]. 2014 wurde der Produktvertrieb der Firma AccaGen SA eingestellt.

Teledyne Energy Systems

Teledyne Energy Systems, Inc. (TESI), ist ein US-amerikanisches Unternehmen der Teledyne Technologies



Company und kann auf eine über 50-jährige Geschichte zurückblicken. Von kleinen Versuchsanlagen ab 2,8 Nm³/h bis zur Komplettlösung mit bis zu 80 Nm³/h bietet TESI ein breites Spektrum an alkalischen Wasserelektrolyseuren an. Teledyne TITAN Wasserstoffgeneratoren haben sich über die Zeit als zuverlässige Systeme bewiesen und sind teilweise seit über 30 Jahren im Einsatz.



Abbildung 1-16: Teledyne TITAN alkalische Wasserelektrolyse [Teledyne, 2014].

Nachfolgend noch eine Übersicht der Leistungsbereiche der Elektrolysesysteme der jeweiligen Hersteller:

Hersteller	Produkt	Elektr. Leistung [kW]	Spez. Energie [kWh/Nm ³ H ₂]
Hydrogenics	HySTAT 60 [Hydrogenics 1, 2013]	515	5,2
NEL	NEL A [NEL, 2014]	2134	4,4
Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH	EV 150/60 [HT 2, 2014]	1188	5,28
ELT Elektrolyse Technik	BAMAG [ELT 1, 2014] (Gas trocken, 0 °C)	2208	4,3-4,6
	LURGI [ELT 2, 2014] (Gas trocken, 0°C)	6510	4,3-4,65
AccaGen SA	[AGEN, 2014]	750	5,0
Teledyne Energy Systems	[Teledyne, 2014]	k.A.	k.A.

Tabelle 1-3: Leistungsbereiche von Elektrolysesystemen unterschiedlicher Hersteller

1.7. Verfahrenstechnische Auslegung und Optimierung einer 5 MW- und 100 MW-Anlage

In diesem Kapitel sollen die technischen Details der Auslegung einer alkalischen Elektrolyseanlage mit 5 MW und 100 MW Leistung beschrieben werden. Die beiden Größenordnungen wurden gewählt, um die Kostenreduktionspotenziale zu ermitteln, und um die Anlagen in relevanten Größenordnungen für das zukünftige Energiesystem zu definieren.

Grundlage der Auslegung für die 5 MW-Anlage ist der derzeitige Stand der Technik. Für die 100 MW-Anlage wurden Annahmen zur Technologiefortschreibung einbezogen, die bis zum Jahr 2030 erwartet werden können.

Grundlage für die hier dargestellten Anlagen sind zwei detaillierte Angebote, entsprechend dem heutigen Stand der Technik. Für die 100 MW-Anlage wurde das Angebot daher um eigene Abschätzungen zur Entwicklung in den kommenden 15 Jahren ergänzt.

Um eine Vergleichbarkeit der Auslegung der alkalischen Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse aus Kapitel 0 herzustellen, wurden gleiche Enddrücke für den Wasserstoff festgelegt. Für die 5 MW-Anlage liegt dieser bei 30 bar, bei der 100 MW-Anlage bei 75 bar.

1.7.1. Auslegung einer 5 MW-Anlage

Abbildung 1-17 und Tabelle 1-4 zeigen in einer Übersicht die Auslegung der 5 MW-Anlage.

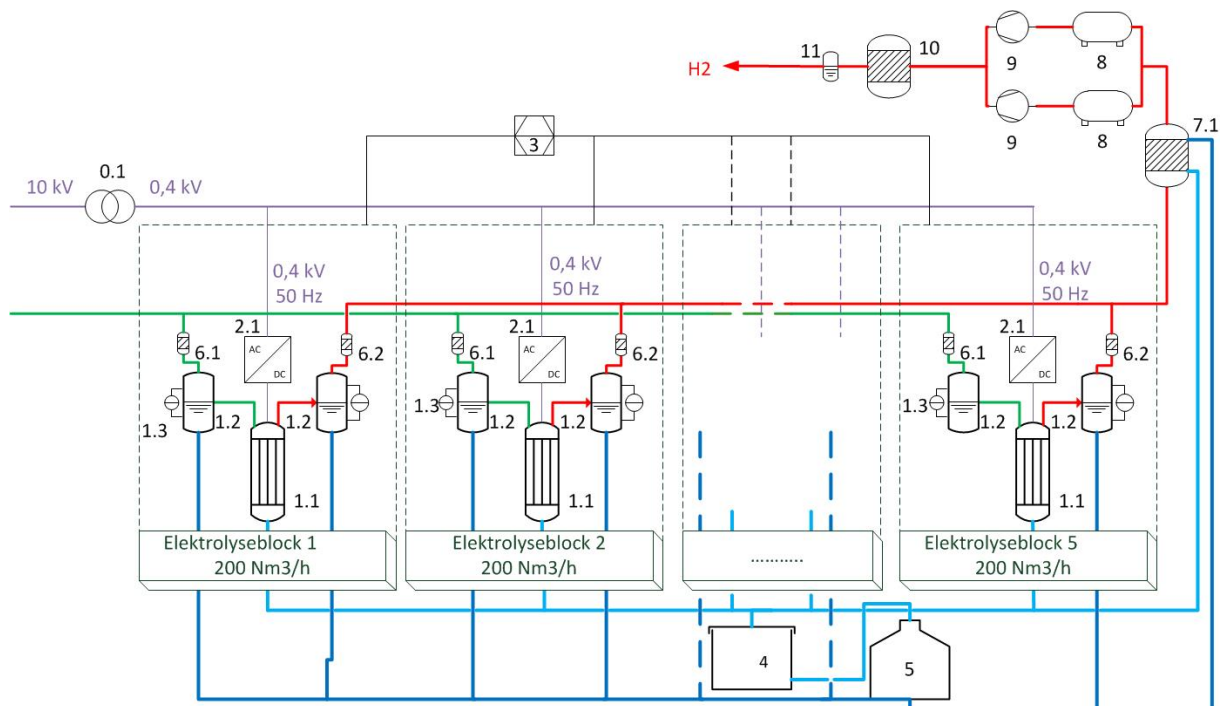


Abbildung 1-17: Blockschaltbild einer 5 MW-Anlage (Beschriftung siehe Tabelle 1-4)

Nr.	Bezeichnung
0.1	Mittelspannungstransformator 10kV/0,4kV
1.1	Alkali- Elektrolysestack
1.2	Gas- und Elektrolyttrennung
1.3	Messtechnik/Anzeigen vor Ort
2	Gleichrichter
3	Steuerung und Prozessvisualisierung
4	KOH Management
5	Wasseraufbereitung
6.1	Gasanalytik O ₂
6.2	Gasanalytik H ₂
7	Gaswäscher
8	Niederdruckspeicher
9	Wasserstoffkompressoren
10	Wasserstoffreinigung
11	Spurengasanalytik

Tabelle 1-4: Komponenten einer 5 MW-Anlage (siehe Abbildung 1-17)

Im Folgenden werden die wichtigsten Komponenten detaillierter beschrieben.

Elektrolyseur

Die Gesamtproduktionsrate von $1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ des Elektrolyseurs verteilt sich auf insgesamt 5 Stacks, jeweils mit einer Leistung von 1 MW bzw. einer Produktionsrate von $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Ein Zellblock besteht dabei aus 55 Einzelzellen. Die Produktionsrate kann auf 20 % der Maximalproduktion reduziert werden. Ein Betrieb in Überlast ist nicht vorgesehen, da die hohen Mehrkosten für bessere Materialien, die bereits für einen kurzzeitigen Betrieb in Überlast notwendig sind, diesen nicht rechtfertigen. Die Betriebstemperatur liegt bei 80°C . Bei der Auslegung wird davon ausgegangen, dass ein druckloser gegenüber einem druckbetrieblenen Elektrolyseur nach wie vor mehr Vor- als Nachteile zeigt. Der größte Vorteil ist in den Materialkosten sowie der Dauerhaltbarkeit zu sehen. Mit dieser Konstellation wird für den Elektrolyseur eine Lebensdauer von etwa 60.000 Betriebsstunden erwartet, bevor es zu einer Generalüberholung kommen muss.

Der vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff hat eine Reinheit von 99,9 %. Die zur Erhöhung der Reinheit notwendigen Maßnahmen werden im Folgenden beschrieben.

Leistungselektronik

Die Anschlussleistung jedes Elektrolyseurs liegt bei 9.000 A bei einer nominalen Spannung von 105 V. Jeder der 5 hierfür notwendigen Gleichrichter muss folgende Anforderungen erfüllen:

Netzanschluss	3 x 400V / 50 Hz
Netzanschlussleistung	ca. 1390 kVA
Steuerspannung	230 V / 50 Hz
Netznennstrom	3 x 2005 A
Gleichstrom	9000 A / 134 V
Regelbar	10-100%
Regelung	PLC, stromkonstant, thyristorgesteuert
Sicherheit	Phasenüberwachung, Überstromschutz, Schutz gegen Kühlwassermangel

Dem Gleichrichter vorgeschaltet wird ein Mittelspannungstransformator, der die Netzspannung von 110 kV auf 400 V reduziert.

KOH-Management

Jeder der 5 Elektrolyseure benötigt für den Betrieb eine Elektrolytmenge von $8,2 \text{ m}^3$ mit einer KOH-Konzentration von 28 %. Dies entspricht einer KOH-Schuppenmenge von etwa 3.800 kg. Verunreinigungen mit Chlor sollten unter 10 ppm, mit SO_4 unter 30 ppm liegen. Unter diesen Voraussetzungen ist der Elektrolyt als Betriebsmittel für etwa 6-8 Jahre geeignet.

Als Ansetz- und Vorratsbehälter für den Elektrolyten kann ein zylindrischer, liegender Stahlbehälter mit 25 m^3 Fassungsvermögen in geschweißter Ausführung nach DIN 6616 dienen.

Zur Förderung des Elektrolyten reicht eine laugenbeständige Kreiselpumpe mit einem 0,25 mm-feinmaschigen Sieb als Schmutzfänger.

Sowohl für den Normalbetrieb als auch den Störfall wird ein Sumpftank von 2x8 m benötigt, der an das Kanalsystem angeschlossen ist und über eine Pumpe entleert werden kann.

Wasseraufbereitung

Jeder Elektrolyseur benötigt im Nominalbetrieb etwa 200 l/h gereinigtes Wasser. Die Leitfähigkeit muss dabei $<5 \mu\text{S/cm}$ (bei 15°C) sein. Verunreinigungen mit SiO_2 müssen $<0,3 \text{ ppm}$, mit CaCO_3 $<1 \text{ ppm}$ sein.

Die dafür notwendige Speisewasseraufbereitungsanlage besteht aus einem $90 \mu\text{m}$ -Vorfilter und einem $3 \mu\text{m}$ -Feinfilter zur Abscheidung mechanischer Verunreinigungen. Die Wasserenthärtungsanlage besitzt eine Nennleistung von $3,2 \text{ m}^3/\text{h}$, das enthärtete Wasser eine Resthärte von $<0,2^\circ\text{dH}$.

Zur Entsalzung wird anschließend eine 2-stufige Umkehr-Osmoseanlage eingesetzt, die einen Durchsatz von etwa 1.200 l/h Durchsatz erreicht.

Gespeichert wird das Reinwasser in einem Wassertank mit einem Fassungsvermögen von etwa 3 m^3 aus Polyethylen.

Gaswäsche / Wasserstoffreinigung

Zum Entfernen von Aerosolen und KOH aus dem Produktgas wird ein zweistufiger Kombiwäscher, bestehend aus einem Stahlwäscher zur weitgehenden Kompensierung des Druckverlustes und einem Füllkörperwäscher, verwendet.

Rest-Sauerstoff wird durch katalytische Rekombination aus dem Produktwasserstoff entfernt. Hierfür wird Palladium als Katalysator eingesetzt. Ein Normvolumenstrom von $1000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ sollte mindestens erreicht werden. Auf diese Weise reduziert sich der maximale O_2 -Gehalt im Wasserstoff ausgangseitig auf 5 ppm .

Zur Analyse und weiteren Behandlung des Gases wird dieses in einem wassergekühlten Wärmetauscher abgekühlt, das Kondenswasser ausgeschleust.

Gasanalytik / Spurengasmessung

Jeder Elektrolyseur wird mit einer Gasanalytik zur kontinuierlichen Messung von Wasserstoff und Sauerstoff ausgestattet. Die Sauerstoffmessung im Wasserstoff erfolgt hierbei bei einer Auflösung von $0,1 \%$ über eine kleine Brennstoffzelle. Der Messbereich liegt hier bei $0\text{-}100 \%$.

Wasserstoff im Sauerstoff wird über die Wärmeleitfähigkeit bestimmt. Der Messbereich liegt bei $0\text{-}3 \%$. Ex-Schutz ist bei beiden Systemen gegeben.

Vor Abgabe an das Kundennetz, das heißt noch nach dem im Folgenden beschriebenen Speicher und Verdichter, wird die Wasserstoffqualität nochmals mittels einer Brennstoffzelle bestimmt, diesmal mit einer Auflösung von $0,1 \text{ ppm}$.

Gasspeicher

Als Puffer zwischen Elektrolyseureinheiten und Verdichtern werden 2 Gasspeicher eingesetzt mit jeweils 125 m^3 Inhalt und einem Betriebsdruck von max. 30 mbar .

Verdichter

Um vergleichbare Ergebnisse zwischen der PEM- und der alkalischen Elektrolyse in dieser Studie zu erhalten, wird der Wasserstoff auf den Betriebsdruck der PEM-Elektrolyse komprimiert. Hierzu werden zwei wassergekühlte, ölgeschmierte Tauchkolbenverdichter mit einem Wasserabscheider nach jeder Stufe verwendet. Ausgelegt werden sollten die Verdichter mit folgenden Parametern:

Massenstrom	45 kg/h
Volumenstrom (0 °C, 1,013 bar)	501 Nm ³ /h
Ansaugvolumenstrom unter Saugbedingungen	594 m ³ /h
Ansaugdruck	1,02 bar a
Ansaugtemperatur	35 °C
Umgebungstemperatur	25 °C (10-40 °C)
Gastemperatur nach den Kühlern (letzte Stufe)	7 K über Kühlwassertemperatur
Enddruck	36 bar a

Zudem muss auf die Regelbarkeit der Verdichter geachtet werden, wenn der Elektrolyseur in Teillast betrieben wird.

Gesamtanlage

Unter Berücksichtigung der Leistungsverluste des Trafos und Gleichrichters hat jeder Stack einen spezifischen Energieverbrauch von 4,7 kWh/Nm³, ohne Einbeziehung der Leistungselektronik liegt dieser bei 4,2 kWh/Nm³. Jeder Stack hat somit einen auf den Oberen Heizwert bezogenen Wirkungsgrad von 84 %. Berücksichtigt man außerdem den Energieverbrauch der zusätzlichen Anlagenkomponenten, einschließlich der Kompressoren, erreicht man einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 68 %.

Für Wartungsarbeiten muss die Anlage in einen „warm stand-by“ gefahren werden, in dem die Temperatur gehalten, die einzelnen Komponenten ansonsten aber abgeschaltet werden. Der hierfür notwendige Energieaufwand liegt bei etwa 2 % der nominalen Betriebsleistung.

Unter Berücksichtigung der Einhaltung von Wartungsperioden sowie eines verantwortungsbewussten Betriebs der Anlage wird von einer Gesamtlebensdauer zwischen 10 und 30 Jahren ausgegangen.

1.7.2. Auslegung einer 100 MW-Anlage

Abbildung 1-18 und Tabelle 1-5 zeigen in einer Übersicht die Auslegung der 100 MW-Anlage.

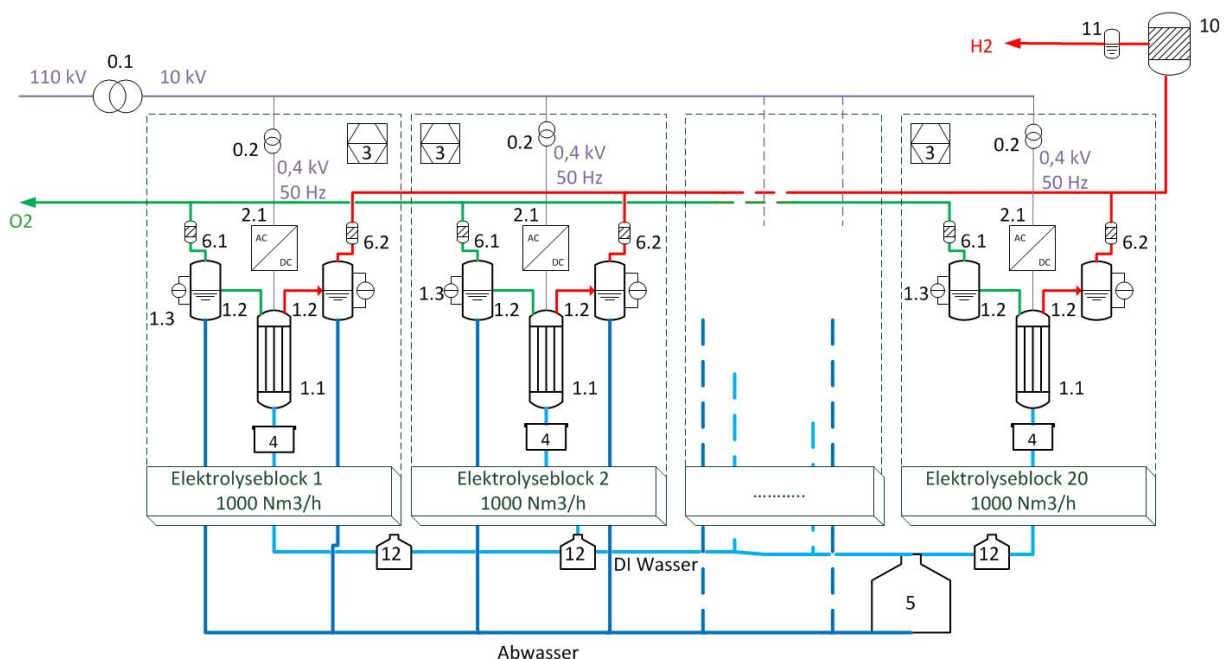


Abbildung 1-18: Fließbild der 100 MW Elektrolyse (Beschriftung siehe Tabelle 1-5)

Nr.	Bezeichnung
0.1	Mittelspannungstransformator 10kV/0,4kV
0.2	Hochspannungstransformator 110kV/10kV
1.1	Alkali- Elektrolysestack
1.2	Gas- und Elektrolyttrennung
1.3	Messtechnik/Anzeigen vor Ort
2	Gleichrichter
3	Steuerung und Prozessvisualisierung
4	KOH Management
5	Wasseraufbereitung
6.1	Gasanalytik O ₂
6.2	Gasanalytik H ₂
9	Wasserstoffkompressoren
10	Wasserstoffreinigung
11	Spurengasanalytik
12	DI Wasserverteilung

Tabelle 1-5: Komponenten einer 100 MW-Anlage (siehe Abbildung 1-18)

Im Folgenden werden auch hier die einzelnen Komponenten näher beschrieben.

Elektrolyseur

Die Produktionsrate einer 100 MW-Anlage von etwa 20.000 Nm³/h wird auf 20 separate 5 MW-Elektrolyseurmodule verteilt, jeweils mit einer Produktion von 1.000 Nm³/h. Verglichen mit der 5 MW-Anlage aus 1.7.1 ist die Reduktion der einzelnen Elektrolysesysteme pro Normkubikmeter Wasserstoff durch höhere Leistungsdichte, erhöhte Betriebstemperatur (90-95°C) und verbesserte Materialien begründet. In Summe bleibt der Stackwirkungsgrad etwa derselbe, wobei der Systemwirkungsgrad durch die Reduktion von Balance of Plant (BoP)-Komponenten etwas steigt.

Die weiteren Kenngrößen, d.h. Betriebsdruck und Teil-/Überlastbereich entsprechen denjenigen der 5 MW-Anlage. Allerdings wird durch die verbesserten Zell- und Stackmaterialien von einer Gesamtlebensdauer von 100.000 Betriebsstunden ausgegangen.

Leistungselektronik

Wie auch bei der kleinen Anlage wird jeder Elektrolyseur einen eigenen Gleichrichter sowie einen Mittelspannungstransformator (10:0,4 kV) enthalten. Um Kupfer einzusparen wird – entsprechend zur PEM-Elektrolyse – allerdings vor die Gesamtanlage noch ein Hochspannungstransformator geschaltet, der die Spannung von 110 kV auf 10 kV reduziert.

KOH-Management

Für das Ansetzen und Aufbewahren des Elektrolyten werden 10 Stahlbehälter, jeweils mit einem Volumen von etwa 6 m³ benötigt. Zusätzlich werden zur Zirkulation während des Ansetzens und zum Spülen der Behälter 4 Chemiekreiselpumpen in laugenbeständiger Ausführung verwendet.

Wasseraufbereitung

Jeder Elektrolyseur benötigt im Nominalbetrieb etwa 1020 l/h. Zur Versorgung der Elektrolyseure mit Speisewasser sind insgesamt 10 Speisewasserbehälter mit einem Volumen von 5 m³ vorgesehen.

Jeder Elektrolyseur erhält dann eine Speisewasserpumpe, mit der das gereinigte Wasser in die Gaswäscher der Elektrolyseure gepumpt wird.

Die Wasseraufbereitung selbst entspricht derjenigen, die für die kleine Anlage bereits beschrieben ist, allerdings stellt die Osmoseanlage eine Permeatleistung von etwa 20.000 l/h bereit.

Wasserstoffreinigung

Die Reinigung des erzeugten Wasserstoffs erfolgt ebenfalls analog zur oben bereits beschriebenen Methode. Allerdings muss die Vorrichtung nun für einen Normvolumenstrom von 20.000 Nm³/h ausgelegt sein.

Gasanalytik / Spurengasmessung

Jeder Elektrolyseur erhält eine separate Gasanalysevorrichtung. Zur Analyse des auslieferungsfertigen Wasserstoffs sind zudem 2 weitere Spurengasmesser vorgesehen. Die Beschreibung der Geräte entspricht derjenigen der 5 MW-Anlage.

Verdichter

Zur Verdichtung des Wasserstoffs auf den der PEM-Elektrolyse entsprechenden Druck von 75 bar werden insgesamt 10 Kompressoren benötigt.

Gesamtanlage

Der Wirkungsgrad der Gesamtanlage wird mit 68-72 % UHV angegeben. Die Verbesserung im Vergleich zur 5 MW-Anlage hat ihre Ursache in den weiterentwickelten Stackmaterialien sowie in einer optimierten Verfahrenstechnik, die bezogen auf die Leistung weniger Komponenten benötigt als eine kleinere Elektrolyseanlage.

Die im Wartungsfall anfallenden Stillstandsverluste werden auch hier mit 2 % angenommen. Als Lebensdauer werden 10-30 Jahren angesetzt.

1.7.3. Vergleichende Darstellung der Gesamtanlagen

Folgende Tabelle zeigt im Vergleich die benötigten Komponenten beider betrachteter Anlagen.

Nr.	Bezeichnung	Anzahl 5 MW	Anzahl 100 MW
0.1	Mittelspannungstransformator 10kV/0,4kV	1	20
0.2	Hochspannungstransformator 110kV/10kV	-	1
1.1	Alkali- Elektrolysestack	5	20
1.2	Gas- und Elektrolyttrennung	5	20
1.3	Messtechnik/Anzeigen vor Ort	5	20
2	Gleichrichter	5	20
3	Steuerung und Prozessvisualisierung	1	20
4	KOH Management	1	20
5	Wasseraufbereitung	1	2
6.1	Gasanalytik O ₂	5	20
6.2	Gasanalytik H ₂	5	20
9	Wasserstoffkompressoren	2	10
10	Wasserstoffreinigung	1	2
11	Spurengasanalytik	1	2
12	DI Wasserverteilung	1	17

Tabelle 1-6: Benötigte Komponenten beider betrachteter Anlagen

Tabelle 1-7 zeigt zudem in einer Übersicht die wichtigsten Kenngrößen und Parameter der beiden ausgelegten Anlagen.

	5 MW	100 MW
Machbarkeit	Stand der Technik	Jahr 2030
Typ	atmosphärisch	atmosphärisch
H ₂ -Produktionsrate pro Stack [Nm ³ /h]	200	1.000
Stackanzahl	5	20
Gesamtproduktion H ₂ [Nm ³ /h]	1.000	20.000
spez. Energieverbrauch (AC/DC) [kWh/Nm ³]	4,7 / 4,2	4,7 / 4,2
Wirkungsgrad Stack (DC, OHV) [%]	84	84
Wirkungsgrad Gesamtanlage (OHV) [%]	68	68-72
Stillstandsverluste [%]	2	2
Lastbereich [%]	20-100	20-100
Betriebstemperatur [°C]	80	90-95
Versorgungsspannung Gleichrichter [kV]	0,4	0,4
Leitfähigkeit [μS]	5	5
Lebensdauer Stack [h]	60.000	100.000
Lebensdauer Verfahrenstechnik [a]	10-30	10-30

Tabelle 1-7: Vergleich technischer Parameter der 5 MW- und 100 MW-Anlage

1.7.4. Bewertung

Während in den oben genannten Systemlösungen weitere Optimierungen in den nächsten 30 Jahren zu erwarten sind, fällt die Bewertung des Verbesserungspotentials der elektrochemischen Vorgänge und Materialien moderat aus. Es wird nicht erwartet, dass neue, optimierte Materialien für beispielsweise Katalysatoren oder Diaphragmen, den Wirkungsgrad oder die Leistung grundlegend

erhöhen können. Geringfügige Verbesserungen bezüglich der Betriebsbedingungen oder neuer, korrosionsbeständiger Materialien, die einen positiven Einfluss auf die Lebensdauer und die Leistung des Elektrolyseurs haben, sind allerdings im Bereich des Möglichen und zum gegenwärtigen Zeitpunkt sogar zu erwarten. Auch im Bereich der Wirtschaftlichkeit ist durchaus noch Optimierungspotenzial vorhanden. Das sogenannte Upscaling von Anlagen niedrigerer Leistungen zu Elektrolyseanlagen höherer Wasserstoffproduktionsraten birgt großes Potential in ökonomischer und auch ökologischer Hinsicht. Optimierte Wärmemanagement und das mögliche Nutzen der Abwärme und des Produktgases Sauerstoff können die Effizienzbetrachtungen einer Anlage auch unter ökonomischen Gesichtspunkten grundlegend ändern. Die in diesem Kapitel beschriebenen Elektrolyseure wurden auf 25-50 mbar Überdruck ausgelegt. Entwicklungspotential wird im Bereich druckbeständiger Komponenten gesehen, womit eine Erhöhung des Drucks auf 30 bar oder mehr erreicht werden kann. Kapitalgebundene Kosten könnten auf Grund der Einsparung von Kompressoren niedriger Druckstufen verringert werden. Im direkten Zusammenhang stünde eine Einsparung operativer Kosten durch Stromeinsparungen für die Kompression. Dem gegenüber stünden höhere Kosten für Zulassungsverfahren, druckbeständige Materialien und Dichtungen sowie vermutlich höherer Wartungskosten.

Das Potenzial für technische Fortschritte, Innovationen und optimierte Systemlösungen sollte zukünftig näher untersucht werden.

1.7.5. Kosten

a) Investitionskosten

Als Grundlage für die Ermittlung und Abschätzung der zu erwartenden Kosten sowohl der 5 MW- als auch der 100 MW-Anlage wurden für beide Größen zunächst Gesamtangebote eingeholt. Diese wurden anschließend um weitere Erfahrungswerte ergänzt.

Die Aufstellung der Investitionskosten für die 5 MW-Anlage ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Menge	Stückpreis	Gesamt
Elektrolyseure	5	444.000,00 €	2.220.000,00 €
Transformator (10/0,4)	1	170.000 €	170.000 €
Gleichrichter	5	130.000,00 €	650.000,00 €
Steuerung und Prozessvisualisierung	1	177.000,00 €	177.000,00 €
KOH-Management	1	64.000,00 €	64.000,00 €
Gasanalytik	2	26.400,00 €	132.000,00 €
Raumluftüberwachung	1	37.600,00 €	37.600,00 €
Wasseraufbereitung	1	68.600,00 €	68.300,00 €
Spurengasanalytik	1	25.800,00 €	25.800,00 €
Wasserstoffreinigung (1000 m3, 33 bar g)	1	90.000,00 €	90.000,00 €
Satz Armaturen und Rohrleitungen	1	173.500,00 €	173.500,00 €
Satz Ersatzteile	1	263.000,00 €	263.000,00 €
Montageüberwachung und Inbetriebnahme	1	82.000,00 €	82.000,00 €
Kupferschienen und Verbindungskabel	1	30.200,00 €	151.000,00 €
Gaswäscher	1	38.800,00 €	38.800,00 €
H2-Kompressoren (33 bar)	2	495.000,00 €	990.000,00 €
Summe			5.333.000,00 €

Tabelle 1-8: Aufstellung der Investitionskosten für die 5 MW-Anlage

Bei Beauftragung einer Kleinserie von 10 Anlagen ist eine Reduktion der Gesamt-Investitionskosten um etwa 10 % zu erwarten.

Die Abschätzung der 100 MW-Anlage gestaltete sich etwas schwieriger, da hier die zu erwartenden technologische Fortentwicklung vor allem der kostenintensiven Teile der Gesamtanlage berücksichtigt werden müssen. Die auffälligste Änderung besteht in der Wahl von 20 Elektrolyseuren mit einer Leistung von jeweils 5 MW, deren Kosten sich relativ zur kleinen Anlage halbieren. Neben den einbezogenen technologischen Verbesserungen spielt hier vor allem auch eine starke, relative Einsparung von Material eine Rolle.

	Menge	Stückpreis	Gesamt
Elektrolyseure	20	2.000.000,00 €	40.000.000,00 €
Transformatoren (10/0,4) und Gleichrichter			
Steuerung und Prozessvisualisierung			
KOH-Management			
Gasanalytik			
Raumlufüberwachung			
Speisewasserverteilung und Feinwasserkreislauf			
Hochspannungstransformator 100/10	1	2.100.000 €	2.100.000 €
Wasseraufbereitung	2	255.000,00 €	510.000,00 €
Spurengasanalytik	2	22.000,00 €	44.000,00 €
Wasserstoffreinigung	2	700.000,00 €	1.400.000,00 €
Satz Armaturen und Rohrleitungen	1	366.000,00 €	366.000,00 €
Satz Ersatzteile	1	300.000,00 €	300.000,00 €
Montageüberwachung und Inbetriebnahme	1	408.800,00 €	408.800,00 €
H ₂ -Kompressoren (75 bar)	10	720.000,00 €	7.000.000,00 €
Summe			52.128.800,00 €

Tabelle 1-9: Aufstellung der Investitionskosten für die 100 MW-Anlage

Bezogen auf die Leistung ergibt sich somit im Vergleich etwa eine Halbierung der Kosten:

Leistung	Investitionskosten	Spez. Kosten
5 MW	5,333 Mio €	1070 €/kW
100 MW	52,129 Mio €	520 €/kW

b) Gebäudekosten

Nicht berücksichtigt in der bisherigen Kostenaufstellung sind Gebäudekosten. Diese sind allerdings ebenfalls einzuplanen, da die Anlagen wettergeschützt und klimatisiert betrieben werden müssen. Sie werden hier bewusst separat angegeben, da sie stark von äußeren Rahmenbedingungen abhängen. So entstehen für die Ausrüstung eines schon bestehenden Gebäudes andere Kosten als für einen Neubau. Zudem unterscheiden sich Grundstückspreise regional sehr stark. Es ist anzumerken, dass die 5 MW Anlage durchaus auch in Containerbauweise errichtet werden kann, was schätzungsweise eine Halbierung der Kosten für Gebäude und Fläche bewirkt.

Die Berechnung der zu erwartenden Gebäudekosten basiert auf Erfahrungswerten des Projektpartners KBB:

- Preise für umbautes Volumen: 250 €/m³
Annahmen: Ex-geschützter geschlossener Hallenbau, Belüftung, Beleuchtung, sanitäre Anlagen, Innenwände, etc.
- Zusätzliche Planungskosten: 125 €/m²
- Hallenhöhe für Industriehallen: 5 m
- Keine Berücksichtigung von Grundstückserwerbskosten, Rampen oder Zuwegen

Damit ergeben sich flächenspezifische Kosten in Höhe von 1.375 €/m². Der Flächenbedarf beruht auf Schätzwerten des Herstellers.

	Flächenbedarf	Gesamtkosten
5 MW	953 m ²	1.310.375 €
100 MW	6300 m ²	8.662.500 €

c) OPEX – Laufende Kosten

Die laufenden Kosten beinhalten alle Kosten, die im Durchschnitt pro Jahr an Materialverbrauch- und -austausch sowie Reparaturmaßnahmen anfallen, wobei Strom- und Wasserkosten unberücksichtigt bleiben.

Für die 5 MW-Anlage können von Herstellerseite relativ konkrete Angaben über die zu erwartenden laufenden Kosten gemacht werden. Die Haltbarkeit der Diaphragmen und Dichtungen im Elektrolyseur wird mit 8 Jahren angenommen. Anschließend müssen diese erneuert werden. Die Kosten hierfür sind bereits auf die 8 Betriebsjahre aufgeteilt. Anzumerken ist, dass jeweils ein Teuerungsaufschlag von 4 % p.a. berücksichtigt ist (Tabelle 1-10).

	Stck.	1. Jahr	2. Jahr	3. Jahr	4. Jahr	5. Jahr	6. Jahr	7. Jahr	8. Jahr
Elektrolyseur	5	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €
Gleichrichter	5	90.000 €	50.000 €	52.000 €	54.080 €	56.250 €	58.500 €	60.840 €	63.280 €
Steuerung	1	5.000 €	5.200 €	5.410 €	5.630 €	5.860 €	6.100 €	2.000 €	2.080 €
Vollentsalzung	1	1.800 €	1.880 €	1.960 €	10.000 €	10.400 €	10.820 €	11.260 €	11.720 €
KOH Management	1	500 €				1.500 €			
Wäscher	1	2.000 €				2.000 €			
Gasanalyse	5	2.000 €	2.080 €	2.170 €	2.260 €	2.360 €	2.460 €	2.560 €	2.670 €
Gasspeicher	2	1.000					2.000 €		
Kompressor	2	58.000 €	60.320 €	62.740 €	65.250 €	67.860 €	70.580 €	73.410 €	76.350 €
Reinigung	1	5.500 €			12.000 €				
Spurengasmessung	1	800 €	840 €	880 €	920 €	3.500 €	960 €	3.640 €	1.000 €
Verrohrung	1	3.200 €	3.330 €	3.470 €	3.610 €	2.000 €	2.080 €	2.170 €	2.260 €
Raumluftüberwachung	1	1.200 €			1.200 €			1.730 €	
Summe		371.000 €	323.650 €	328.630 €	354.950 €	351.730 €	353.500 €	357.610 €	359.360 €
Anteil an Investition		6,96%	6,07%	6,17%	6,66%	6,60%	6,63%	6,71%	6,74%

Tabelle 1-10: Aufstellung der laufenden Kosten, aufgeschlüsselt nach Betriebsjahr und Systemkomponente

Bei einer angenommenen Laufzeit von 8.000 h/Jahr und einer Gesamtlaufzeit etwa 60.000 Stunden ergeben sich für diese Anlage laufende Kosten von knapp 7 % der Investitionskosten pro Jahr und 52 % über die gesamte Laufzeit.

Der Wasserverbrauch liegt für 8000 h/Jahr etwa bei 160.000 m³. Bei geschätzten 2 €/m³ ergeben sich zusätzlich 320.000,00 € pro Jahr.

Überträgt man die obige Rechnung auf die 100 MW-Anlage, so ergeben sich bei einer angenommenen Laufzeit von 3.750 h/Jahr (die Begründung dieser Laufzeit wird in Kapitel 4 ausgeführt) und einer Gesamtlaufzeit von 100.000 Stunden laufende Kosten von knapp 2 % der Investitionskosten pro Jahr. Bezieht man die Überlegung mit ein, dass in größeren Elektrolyseuren zwar größere, insgesamt aber weniger Bauteile gewartet werden müssen, ist diese Zahl sogar tendentiell eher noch nach unten zu korrigieren.

Nicht berücksichtigt wurde bei dieser Darstellung der Schrottwert der ausgetauschten Materialien, der noch einmal zu einer Reduktion der OPEX-Kosten beitragen kann.

1.8. Literaturverzeichnis

- [AGEN, 2014] AccaGen,
<http://www.accagen.com/about-us/introduction>
- [ELT 1, 2014] ELT Elektrolyse Technik,
http://elektrolyse.de/wordpress/?page_id=36&lang=de, 17.10.2014
- [ELT 2, 2014] ELT Elektrolyse Technik,
http://elektrolyse.de/wordpress/?page_id=38&lang=de, 17.10.2014
- [ElyEU, 2014] Study on development of water electrolysis in the EU; L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, E. Standen; 2014; http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0.pdf
- [FZ Jülich, 2012] J. Mergel: Anforderungen an die Wasserelektrolyse und deren Entwicklungspotenzial als Schlüsseltechnologie für erneuerbare Energien, 5. Deutscher Wasserstoff Congress 2012
- [HT 1, 2014] HT Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH, <http://www.ht-hydrotechnik.de/unternehmen/historie>, 17.10.2014
- [HT 2, 2014] HT Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH, http://www.ht-hydrotechnik.de/fileadmin/Datenblaetter/Datenblatt_EV_150.pdf, 22.10.2014
- [Hydronics 1, 2013] Hydronics, <http://www.hydronics.com/products-solutions/industrial-hydrogen-generators-by-electrolysis/outdoor-installation/hystat-trade-60>, 10.09.2013
- [Hydronics 2, 2013] Hydronics, <http://www.hydronics.com/technology-resources/hydrogen-technology/electrolysis>, 10.09.2013
- [HyFC, 2010] Hydrogen and Fuel Cells: Fundamentals, Technologies and Applications; Wiley-VCH (2010) Hydrogen Production Technologies; Detlef Stolten
- [NEL, 2014] NEL Hydrogen, <http://www.nel-hydrogen.com/home/?pid=75>, 22.10.2014
- [NEL 1, 2014] NEL Hydrogen, <http://www.nel-hydrogen.com/home/?pid=54>, 17.10.2014
- [NEL 2, 2014] NEL Hydrogen, <http://www.nel-hydrogen.com/home/?pid=161>, 17.10.2014
- [Schmidt, 2003] V. M. Schmidt: Elektrochemische Verfahrenstechnik, Wiley Verlag, 1. Auflage, 2003
- [Smolinka 2011] Smolinka, T., Heinen, M., Garche J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Auftragsstudie für die NOW GmbH, Langfassung von Mai 2011)
- [Suffredini, 2000] Recent developments in electrode materials for water electrolysis; H.B Suffredini, J.L Cerne, F.C Crnkovic, S.A.S Machado, L.A Avaca; International Journal of Hydrogen Energy 25 (2000) 415–423
- [Teledyne, 2014] <http://www.teledyne.com/index.php/products/detail/titan-ec>

[Xu, 2013] Polysulfone and zirconia composite separators for alkaline water electrolysis; L. Xu, W. Li, Y. You, S. Zhang, Y. Zhao; Frontiers of Chemical Science and Engineering 7 (2013) 154-161

1.9. Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
CAPEX	Capital expenditure – Investitionskosten
EL	Elektrolyse
Gew. %	Gewichtsprozent
HER	Hydrogen evolution reaction
KOH	Kaliumhydroxid
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
MEA	Membran-Elektroden-Einheit (engl.: membrane electrode assembly)
NT	Niedertemperatur
OER	Oxygen evolution reaction
OHV	Oberer Heizwert (Brennwert)
OPEX	Operational expenditure – Laufende Kosten
PEM	Proton-Exchange-Membrane
PEMEL	Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyse
PFSA	Perfluorierte Sulfonsäure-Membran (engl.: perfluoric sulfonic acid membrane)
ppm	parts per million – Teilchen pro Million
UHV	Unterer Heizwert (Heizwert)
VE-Wasser	Vollentsalztes Wasser
\dot{n}_{H_2}	Molarer Wasserstoffstrom
\dot{V}_{H_2}	Wasserstoff-Volumenstrom
U_{cell}	Zellspannung
U_{rev}	Reversible Zellspannung
U_{th}	Thermoneutrale Zellspannung
ΔG_R	Freie Reaktionsenthalpie (Änderung der Gibb'schen Enthalpie)
ΔH_R	Reaktionsenthalpie
$\varepsilon_{\text{cell}}$	Zellwirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad auf Zellebene)
ε_{HHV}	Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, auf den Brennwert bezogen
ε_I	Faraday'scher Wirkungsgrad (oder auch Stromwirkungsgrad, auf Zellebene)
ε_{LHV}	Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, auf den Heizwert bezogen

ε_v Spannungswirkungsgrad, der den Ohm'schen Verlusten und Überspannungen in einer Elektrolysezelle Rechnung trägt

2. Auslegung einer PEM-Elektrolyseanlage mit 5 MW und 100 MW elektrischer Leistung

2.1.	PEM-Elektrolyse als alternative Technologie	41
2.1.1.	Aufbau einer PEM-Elektrolyse-Zelle.....	41
2.1.2.	Zellmaterialien und Stackdesign.....	42
2.1.3.	Aufbau eines PEM-Elektrolyse-Systems	43
2.1.4.	Kommerziell verfügbare PEM-Elektrolyseanlagen	44
2.2.	Grobauslegung einer 5 MW-/100 MW-PEM-Elektrolyseanlage	46
2.2.1.	Methodik zur Grobdimensionierung und Kostenschätzung.....	46
2.2.2.	Entwicklungsszenarien – Technologiefortschreibung der PEM-Elektrolyse	47
2.2.3.	Stackkonzeptionierung	48
2.2.4.	Grobkonzeptionierung System.....	50
2.2.5.	Kostenmodell Stack	56
2.2.6.	Kostenabschätzung System	58
2.2.7.	Abschätzung des Flächenbedarfs	60
2.2.8.	Ergebnisse.....	63
2.3.	Literaturverzeichnis	65
2.4.	Abkürzungsverzeichnis	65

2.1. PEM-Elektrolyse als alternative Technologie

2.1.1. Aufbau einer PEM-Elektrolyse-Zelle

Der allgemeine Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die Zelle besteht aus einer Anode (Sauerstoffproduktion) und einer Kathode (Wasserstoffproduktion), die durch eine saure Protonaustauschmembran (PEM, engl.: proton exchange membrane) voneinander getrennt sind.

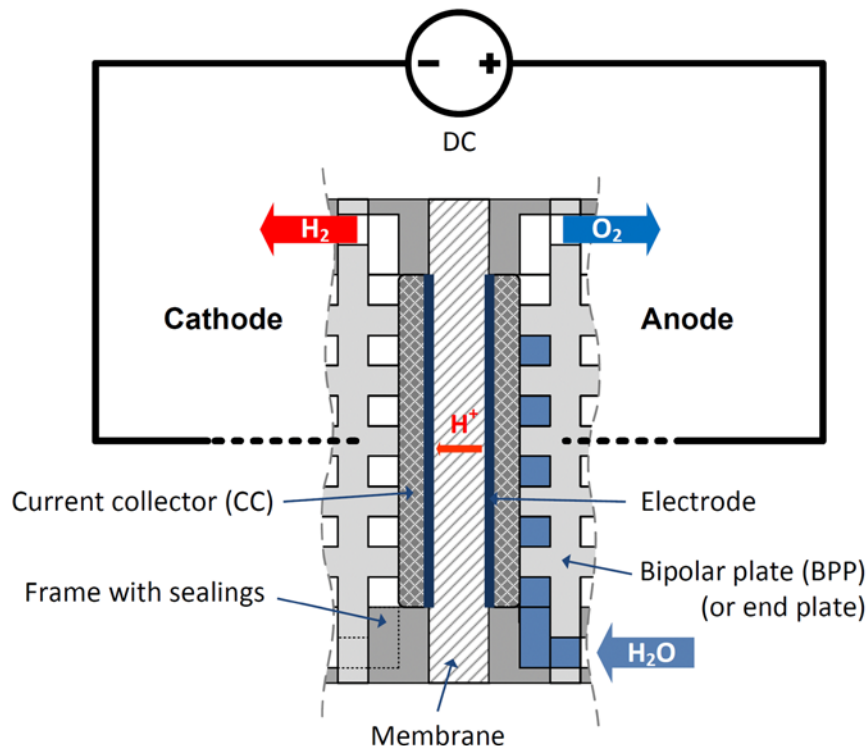


Abbildung 2-1: Funktionsprinzip einer PEM Elektrolysezelle

Die Reaktionen in beiden Halbzellen wurden bereits in Tabelle 1-1 vorgestellt. Darüber hinaus gelten dieselben thermodynamischen Beziehungen, auf welchen auch die alkalische Elektrolyse basiert. In den meisten Zellen wird die Elektrode direkt auf die Membran aufgebracht. Diese Anordnung bildet die wichtigste Komponente einer PEM-Elektrolysezelle, die MEA (engl.: membrane electrode assembly). Auf beiden Seiten der MEA befinden sich poröse Stromableiter (engl.: current collector), die den Stromfluss zu den Elektroden ermöglichen und für die Produktgase sowie für Wasser durchlässig sind. Die bipolaren Platten rahmen die beiden Halbzellen ein und sind mit einem sogenannten Flowfield ausgestattet, um den Transport von flüssigem Wasser zur Zelle und das Entweichen der Produktgase zu gewährleisten.

2.1.2. Zellmaterialien und Stackdesign

Als Protonen leitende Membran werden meist perfluorierte Sulfonsäure-Membranen (PFSA), wie Nafion® von DuPont oder fumapem® von FuMA-Tech mit einer Dicke von 50 - 300 μm verwendet. Eine hohe Protonenleitfähigkeit, geringe Gasdurchlässigkeit und mechanische Stabilität sind die Charakteristika einer guten Membran. Während des Betriebes kann jedoch eine Diffusion von Sauerstoff und Wasserstoff durch die Membran nicht gänzlich unterdrückt werden. Typische H_2 -Reinheitsgrade am Zellausgang sind 2.8 bis 4.0, bezogen auf den trockenen Wasserstoff [Grigoriev, 2009] [McElroy, 1994]. Die Membran hat saure Eigenschaften, welche mit denen einer 20-prozentigen Schwefelsäure vergleichbar sind [Millet, 1996]. Auch deshalb ist die Verwendung von Edelmetallen als Elektrodenmaterialien erforderlich. Eine effiziente Polymer-Elektrolyse benötigt Platin als Katalysator auf der Kathode. Für die Sauerstoffreaktionen werden die Metalle Iridium, Ruthenium und deren Oxide verwendet [Marshall, 2007a] [Cheng, 2009] [Grigoriev, 2006] [Rasten, 2003]. Moderne MEAs für die Elektrolyse haben eine Katalysatorbeladung von 1 - 2 mg/cm^2 auf der Anodenseite und ca. 1 mg/cm^2 auf der Kathodenseite. Rutheniumoxid erweist sich als sehr effektiver Katalysator für die Sauerstoffproduktion, ist aber sehr instabil [Ahn, 1992] [Marshall, 2007b]. Nicht so

effektiv, aber ausreichend aktiv ist Iridium, bzw. IrO_x , in reiner Form oder in Verbindung mit anderen Metallen.

Zwischen der MEA und den Verteilungsstrukturen (engl: flow field) der bipolaren Platten (BPP) befinden sich poröse Stromabnehmer, welche für eine gleichmäßige Verteilung des elektrischen Stroms zwischen der BPP und den Elektroden sorgen. Auf der Wasserstoffseite ist das Elektrodenpotential ausreichend niedrig, daher ist der Einsatz von Kohlenstoffpapier oder Vliesen wie bei den PEM-Brennstoffzellen möglich [Smolinka, 2009]. Auf der Sauerstoffseite ist der Einsatz von Kohlenstoff nicht möglich, da bei den vorherrschenden Potenzialen eine elektrochemische Oxidation von Kohlenstoff stattfindet [Roen, 2004] [Young, 2009]. Daher kommt i.d.R. Titan als Material zum Einsatz. Titan zeichnet sich durch seine Leitfähigkeit und vor allem durch seine Korrosionsbeständigkeit aus. Nachteile sind der hohe Preis, die schlechte Bearbeitbarkeit und die Bildung von Oxidschichten bei bestimmten Potenzialen. Die bipolaren Platten müssen ebenfalls aus korrosionsbeständigen Materialien, wie Titan oder beschichtetem Stahl hergestellt werden. Es gelten die gleichen Restriktionen wie für die Stromverteiler.

Die gängige Bauart für die PEM-Elektrolyse ist die Filterpressenbauweise, in der die Zellen in einem Stack elektrisch in Reihe und strömungstechnisch parallelgeschaltet sind. Zwei angrenzende Zellen werden damit durch eine bipolare Platte (BPP) getrennt. Sie ist die Anode der einen Zelle und Kathode der nächsten Zelle zugleich. Typische Zellgrößen haben geometrische Abmaße (aktive Fläche) von 30 bis 600 cm², aktuell werden auch verschiedene Prototypen mit Zellflächen bis ca. 1.500 cm² entwickelt. Die Zellenanzahl pro Stack überschreitet bei aktuellen Produkten selten mehr als 100 Zellen, für die oben erwähnte Prototypen-Entwicklung wird aber eine Zellenanzahl von bis zu 300 angestrebt [Smolinka, 2011]. Damit sind PEM-Elektrolysestacks hinsichtlich Zellenanzahl aber vor allem auch Zellfläche bedeutend kleiner im Vergleich zu alkalischen Elektrolysestacks. Sollten die derzeitigen Projekte zur Stackentwicklung mit Leistungen bis ca. 1 MW erfolgreich abgeschlossen werden können, würde sich diese Lücke jedoch erheblich verkleinern.

2.1.3. Aufbau eines PEM-Elektrolyse-Systems

Der Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs ist vergleichbar mit dem eines alkalischen, allerdings benötigt er keine Laugenrückführung, -bevorratung und Gaswäsche zur Laugenentfernung aus dem Produktgas. Die wesentlichen Komponenten sind in Abbildung 2-2 gezeigt. Es existiert keine allgemeingültige Festsetzung der Systemgrenzen, jedoch bietet es sich an, zwischen dem EL-Zellstapel, dem EL-Modul und dem EL-System zu unterscheiden. In Abbildung 2-2 zeigt den wesentlichen Aufbau eines EL-Moduls. Eine Zirkulationspumpe auf der Anodenseite sorgt für eine Umwälzung des Speisewassers, ein Wärmeübertrager dient zur Einhaltung der Betriebstemperatur. Nachdem die Produktgase die Zelle verlassen, werden sie in einem Wasserabscheider von Wasser separiert und das abgeschiedene Wasser wird in den Kreislauf zurückgeführt. Feinere Wasserpartikel in den Produktgasen werden in einem Nebelfilter abgetrennt. Der Wasserstoff wird weiter gekühlt und das Kondensat zurückgehalten. Über Druckregelventile wird der Systemdruck vorgegeben. Als weitere Komponenten sind eine Steuerungs- und Überwachungseinheit, ein Transformator, ein Gleichrichter und ein System zur Bereitstellung von deionisiertem Speisewasser notwendig (Speisewasserpumpe und Ionenaustauscher). In Abbildung 2-2 sind folgende Teilsysteme nicht gezeigt:

- Wasseraufbereitungsanlage, bei der Verwendung von Trinkwasser,
- Rückkühlanlage zur Abfuhr der Wärmetönung,
- Deoxidation-Reinigungsstufe (engl.: deoxidiser) zur Entfernung von O_2 aus H_2 ,
- Wasserstofftrocknung (engl.: gas chiller) zur Erhöhung des Taupunkts.

Diese Subsysteme bzw. Komponenten hängen vom gewählten Installationsort und der nachgeschalteten Anwendung ab. Per Definition werden sie daher dem EL-System zugeschrieben. [Smolinka, 2014]

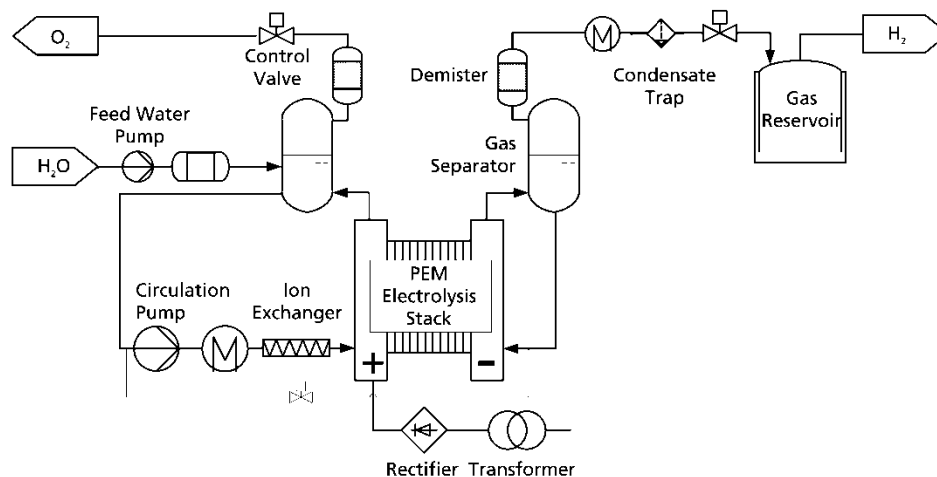


Abbildung 2-2: Üblicher Aufbau eines PEM-Elektrolysemoduls ohne weitere Gasaufbereitung.

Im Allgemeinen muss beim Aufbau eines Druckelektrolyseurs zwischen Gleichdruck- und Differenzdrucksystemen unterschieden werden. Im ersten Fall werden beide Seiten des Elektrolyseurs unter gleichem Druck betrieben, gesteuert über ein Anoden- und Kathoden-Regelventil. Dieses Konzept wird auch in der alkalischen Elektrolyse angewandt. Im zweiten Fall wird nur die Wasserstoffseite unter Druck betrieben, während die Sauerstoffseite unter annähernd atmosphärischen Bedingungen arbeitet. Dieser Betriebsmodus erfordert ein besonderes Stackdesign und hohe Technologiekompetenz, da die Membran dem Differenzdruck standhalten muss. Entscheidende Vorteile des Differenzdrucksystems sind die Verwendung von preiswerten Komponenten auf der Sauerstoffseite und eine höhere Wasserstoffqualität, da die Permeation von Sauerstoff minimiert wird.

2.1.4. Kommerziell verfügbare PEM-Elektrolyseanlagen

PEM-Elektrolyseure werden heutzutage ausschließlich mit Produktionsraten $< 60 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ($< 250 \text{ kW}$ Anschlussleistung) kommerziell angeboten oder als Prototypen getestet (vgl. Tabelle 2-1). Hersteller bzw. Entwickler solcher Systeme sind zum Beispiel die Firmen Proton OnSite und Giner (beide US), Hydrogenics (CA), ITM Power (GB), Siemens (DE), CETH2 (FR) und h-tec (DE). Fast alle Firmen haben in der letzten Zeit angekündigt, auch große PEM-Elektrolyseure in der MW-Klasse entwickeln zu wollen bzw. testen bereits die dafür entwickelten Zellstapel im Prototypenstadium. Häufig sollen mehrere Stacks in einem System zusammengeschaltet werden, um auf die gewünschte Leistungsklasse zu kommen.

Hersteller	Baureihe (Betriebsdruck)	H ₂ -Rate [Nm ³ /h]	Status (Anzahl verkaufter Systeme)
CETH (FR)	E series (14 bar)	5 - 60	Prototypen im Feldtest
Giner (US)	OGP (207 bar)	13	Rüstungssektor
	LPE (55 bar)	~ 15	Rüstungssektor
	N.N. (85 bar)	56	in Entwicklung (Tankstellen)
h-tec (DE)	EL 30 (30 bar)	0,4 - 2,4	Prototyp
Areva (FR)	N.N. (30bar)	1 - 10	Einzelstücke für AKWs
Hydrogenics (CA)	Hylyzer 65	- 30,0	Entwicklung ruht
	HySTAT-P (30 bar)	250,0	Prototypentwicklung
ITM Power (GB)	HLab/HPac/HBox (15 bar)	0,036 – 7	Vorserie, Feldtest
	HFuel (?)	- 60	Prototyp in Feldtest
	HGas (80 bar)	- 60	Prototyp in Feldtest
Proton OnSite (US)	Hogen GC, S (13,8 barg)	0,02 - 1,05	kommerziell (~ 1100)
	Hogen H (15/30 barg)	2,0 - 6,0	kommerziell (~ 150)
	Hogen C (30 barg)	10 – 30	kommerziell (~ 30)
	HP (165 bar)		Rüstungssektor
Siemens (DE)	Silyzer 100 (50 bar)	20 (*)	Prototyp für Feldtest
	Silyzer 200 (35 bar) (*)	250 (*)	Prototypentwicklung
Sylatech (DE)	N.N. (30 bar)	- 0,12	Einzelanfertigung

(*) Daten abgeschätzt

Tabelle 2-1: Übersicht der Hersteller von PEM-Elektrolyseuren mit Angabe der Baureihe, Betriebsdruck, Produktionsrate, Verfügbarkeit und Anzahl gebauter Anlagen (modifiziert nach [Smolinka, 2011], Stand 05/2014).

Hinsichtlich der PEMEL muss aus europäischer Sicht der Technologievorsprung nordamerikanischer Firmen akzeptiert werden. Jedoch hat der wachsende Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz (und eine darauf abgestimmte Förderpolitik) eine Belebung der F&E-Aktivitäten in Deutschland bewirkt. Auf europäischer Ebene gibt es zudem mit AREVA/CETH2 und ITM Power weitere Akteure, die den Markt für erneuerbaren Energien adressieren. Vorteilhaft ist die als gut einzuschätzende Zulieferinfrastruktur in Deutschland und auch Europa für PEM-Elektrolyseure und allgemein für Komponenten der Wasserstofftechnologie. Z.B. stehen mit den Firmen SolviCore (DE), Johnson Matthey (GB) und FuMA-Tech (DE) mehrere kommerzielle Anbieter und Entwickler von Elektrolyse-MEAs zur Verfügung, die sich durch ihre langjährige Kooperation mit Systementwicklern ein umfassendes Know-how erarbeiten konnten.

2.2. Grobauslegung einer 5 MW-/100 MW-PEM-Elektrolyseanlage

2.2.1. Methodik zur Grobdimensionierung und Kostenschätzung

Die Methodik zur Grobauslegung der PEMEL-Anlage ist identisch zu der des alkalischen Systems, vergleiche mit Kapitel 1.7:

1. In einem ersten Schritt wird anhand von Literaturquellen, eigenen Messdaten und in Rücksprache mit externen Experten eine Technologiefortschreibung aufgestellt, die das Entwicklungspotenzial der PEMEL auf Stackebene abschätzt. In Diskussionen innerhalb des Konsortiums wurde dazu das Entwicklungsrisiko der Technologiefortschreibung festgelegt.
2. Die Technologiefortschreibung wird zur groben Spezifikation geeigneter Zellstapel für eine 5 MW- und 100 MW-Anlage herangezogen und die Energie- und Massenströme der Zellstapel berechnet.
3. Unter Beachtung der Systemgrenzen und der Konzepte der Zellstapel wird ein Verfahrensfließschema aufgestellt, welches die wichtigsten peripheren Komponenten enthält.
4. Mit einem am Fraunhofer ISE entwickelten Kostenmodell für PEM-Zellstapel wird eine Aufschlüsselung der Zellstapelkosten vorgenommen, inklusive Kosten zur Überholung.
5. In Zusammenarbeit mit einem Anlagenbauer für Wasserstofftechnologie werden die Systemkosten abgeschätzt. Dazu werden Richtpreisangebote von Herstellern eingeholt.
6. Flächen- und Baumaße werden verwendet, um ein Layout der Anlage zu erstellen und damit den Platzbedarf und die Infrastrukturkosten abzuschätzen.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen alkalischer und PEM-Elektrolyse zu erreichen, ist die Systemgrenze für die Auslegung der PEMEL-Anlage identisch zu der der alkalischen gewählt (siehe Kapitel 1). Wie in Abbildung 2-3 dargestellt, ist die Systemgrenze der Elektrolyse nach der Gasreinigung und Vortrocknung gezogen, so dass Wasserstoff entweder mit 30 bar (5 MW-Anlage) oder mit 75 bar (100 MW-Anlage) und jeweils einem Taupunkt von 30 °C an die Kopfanlage der Kaverne übergeben wird. Zur PEMEL-Anlage gehören damit:

- Transformatoren und Gleichrichter als wesentlicher Bestandteil der Leistungselektronik,
- Reinstwasser-Aufbereitungsanlage, inkl. Speisewasserpumpe,
- Zellstapel,
- Anodenzirkulationskreislauf inkl. Kühlung, sowie Verfahrenstechnik auf der Kathodenseite,
- Gasreinigung inkl. Sauerstoffentfernung,
- Prozesssteuerung und Sicherheitseinrichtungen,
- Gebäude als Teil der Infrastruktur.

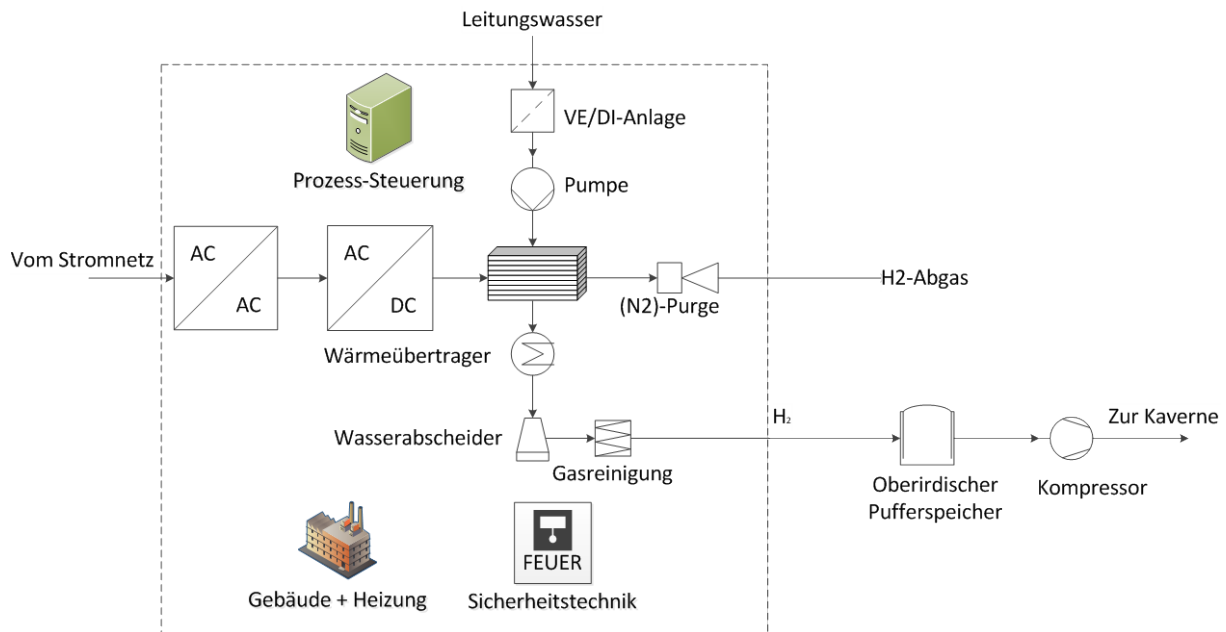


Abbildung 2-3: Betrachtungsgrenzen PEM-Elektrolyseanlage

2.2.2. Entwicklungsszenarien – Technologiefortschreibung der PEM-Elektrolyse

Obwohl die PEM-Technologie in Nischenanwendungen seit Jahrzehnten eingesetzt wird, sind großskalige PEMEL-Systeme noch in der Entwicklungs- und Prototypenphase. Sie bietet daher ein zur alkalischen Elektrolyse vergleichsweise hohes Entwicklungspotenzial. Aktuelle Arbeiten erlauben einen guten Ausblick in die nahe Zukunft, eine Langfristprognose zur weiteren Technologieentwicklung ist naturgemäß mit größeren Unsicherheiten behaftet. In Abstimmung mit dem Projektkonsortium wurden für die Technologiefortschreibung drei Entwicklungsszenarien festgelegt und für diese Szenarien anhand von Literatur, Firmeninformationen und eigenen Vorhersagen mögliche Weiterentwicklungen der PEMEL-Technologie projiziert. Die Entwicklungsszenarien beschränken sich hier ausschließlich auf die elektrochemische Wandlereinheit (Zellstapel) und werden wie folgt charakterisiert:

- Kurzfristige Technologiefortschreibung mit niedrigem Entwicklungsrisiko:** Diese Technologiefortschreibung basiert auf bereits heute verfügbaren und im Einsatz befindlichen Materialien und Stackkonzepten, die in einem Upscaling von der heutigen kW-Klasse in den MW-Bereich überführt werden. Die Technologiefortschreibung entspricht damit heutigen Entwicklungsarbeiten, bspw. der Firmen Hydrogenics und Siemens und kann damit kurzfristig umgesetzt werden.
- Mittelfristige Technologiefortschreibung mit mittlerem Entwicklungsrisiko:** Im Vergleich zu heutigen Stacks wird ein Upscaling von kW- in MW-Bereich durchgeführt, wobei im Gegensatz zu a) Materialien, die sich aktuell erst in Labortests bewährt haben, für den Stackbau eingesetzt werden. Der Stack könnte damit bei entsprechend durchgeführter F&E-Arbeit in 5 bis 8 Jahren verfügbar sein.
- Langfristige Technologiefortschreibung mit hohem Entwicklungsrisiko:** Neben einem Upscaling auf die zweistellige MW-Klasse sind neue Materialien erforderlich und notwendige Produktionstechnologien müssen eingeführt werden. Der Stack lässt sich damit eher langfristig (Perspektive 2030) mit entsprechend erfolgreich durchgeführter F&E-Arbeit umsetzen.

Für die weiteren Betrachtungen wird die kurzfristige Technologiefortschreibung mit niedrigem Entwicklungsrisiko für das 5 MW-Elektrolysesystem und die langfristige Technologiefortschreibung mit hohem Entwicklungsrisiko für das 100 MW-System festgelegt. Die mittelfristige Technologiefortschreibung wird nicht weiter verfolgt. Durch die Wahl des niedrigen und des hohen Entwicklungsrisikos wird jedoch der ganze Rahmen der möglichen Technologiefortschreibung abgedeckt.

Es wurde außerdem im Konsortium beschlossen, das Thema Überlast – also den Betrieb eines Elektrolyse-Systems jenseits seines nominellen Betriebspunktes für einen begrenzten Zeitraum – in die Szenarien mit einzubeziehen. Hierfür wurde eine 30-minütige Überlast von 150 % für das 5 MW-System und 30-minütige Überlast von 200 % für das 100 MW-System festgelegt.

2.2.3. Stackkonzeptionierung

Auf Basis der kurzfristigen und langfristigen Technologiefortschreibung wurde für beide Systemgrößen anhand der Risikoklassen jeweils ein Stackkonzept entwickelt und grobdimensioniert. In einem ersten Schritt wurden hierfür Leistungswerte auf Zellebene abgeleitet, die unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Risikoklassen plausibel erscheinen. Basis für diese Entscheidungen sind Literaturdaten und eigene Erfahrungswerte. Um eine Konsistenz der Datenbasis zu gewährleisten, wurden alle Leistungswerte auf Veröffentlichungen der US-Firma Proton OnSite bezogen. Die Vorhersagen decken sich jedoch ausreichend genau mit Prognosen anderer PEMEL-Entwickler wie Hydrogenics (Kanada), Giner (USA) und Siemens (Deutschland). In Abbildung 2-4 sind die Leistungskennwerte als Spannung-Strom- (U/i -) Kennlinie anhand veröffentlichter Daten der Firma Proton OnSite zusammengefasst. [1] stellt einen kommerziell erhältlichen PEM-Elektrolyse-Stack der Fa. Proton OnSite dar, [2] und [3] sind Daten einer Produktentwicklung aus dem Jahr 2010 bzw. eines im Labor erfolgreich getesteten Zelldesigns. Für das hohe Entwicklungsrisiko wurden Daten aus der wissenschaftlichen Literatur herangezogen. Die als [4] „prediction“ angegebene U/i -Kennlinie stellt technologisch ein Optimum dar, wenn die gewünschten Eigenschaften verschiedener neuer Materialien (Annahme neuer Membranwerkstoffe und neuer Anodenkatalysatorwerkstoffe) erfolgreich kombiniert werden können.

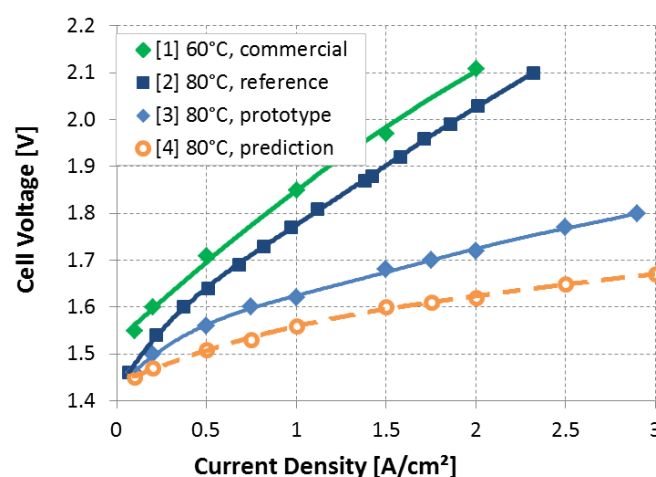


Abbildung 2-4: Technologiefortschreibung für die PEM-Elektrolyse durch Vorhersage zukünftiger U/i -Kennlinien

Für die Stackkonzeptionierung wurden die U/i -Kennlinien [2] für das 5 MW-System verwendet und [4] für das 100 MW-System. Tabelle 2-2 fasst die festgelegten Spezifikationen der Elektrolyse-Stacks zusammen.

		5 MW-Anlage	100 MW-Anlage
Nominelle Zellspannung	[V]	1,90	1,65
Stromdichte	[A/cm ²]	1,50	2,50
Faraday Wirkungsgrad	[-]	98%	98%
Spannungswirkungsgrad (HHV)	[-]	78%	90%
Betriebsdruck	[bar]	30	75
Betriebstemperatur	[°C]	50	80
Geom. Zellfläche	[cm ²]	1.500	10.000
Zellen pro Stack	[-]	290	250
Leistung pro Zelle	[kVA]	4,3	41,3
Stackleistung	[MVA]	1,240	10,313
H ₂ -Produktionsrate pro Stack	[kg/h]	23.86	228.53
	[Nm ³ /h]	265.4	2,542.1

Tabelle 2-2: Spezifikationen der Elektrolyse-Stacks

Das Stackdesign wurde nicht im Detail ausgeführt, wesentliche Designparameter mussten aber festgesetzt werden, um darauf ein Kostenmodell aufsetzen zu können. Für beide Stacks wurde eine Filterpressen-Bauweise angenommen. Der Stack mit einer Elektrodenfläche von 1.500 cm² für das 5 MW-System ist in Abbildung 2-5 dargestellt und durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet:

- Quadratische Fläche der Elektrode mit 39 x 39 cm² für eine Standardmembranbreite von der Rolle mit 60 cm²;
- Bipolarplatten aus Titan ohne weitere Flowfield-Strukturen, hergestellt im Stanzprozess;
- Zellkonstruktion aus spritzgegossenen Rahmen mit integrierten Dichtelementen;
- Mehrschichtige und strukturierte Stromverteiler aus Titan auf der Kathodenseite und aus Kohlenstoffpapier auf der Anode.

Stacks für das 100 MW-System haben einen ähnlichen Aufbau, unterscheiden sich jedoch in einigen Details:

- Quadratische Fläche der Elektrode mit 100 x 100 cm² für eine Standardmembranbreite von der Rolle mit 120 cm²;
- BPP aus Titan mit Flow-Field-Strukturen, hergestellt im Hydroforming- und Stanzprozess;
- Zellkonstruktion aus spritzgegossenen Rahmen mit metallischen Einleger und integrierten Dichtelementen;
- Mehrschichtige, poröse aber nicht strukturierte Stromverteiler aus Titan auf der Kathodenseite und aus Kohlenstoffpapier auf der Anode.

Gemäß der nominellen Leistung werden für eine 5 MW-Elektrolyseanlage vier Stacks mit je 1,24 MW benötigt, im Falle der 100 MW-Anlage wird von 10 Stacks mit einer nominellen Leistung von je 10,31 MW ausgegangen.

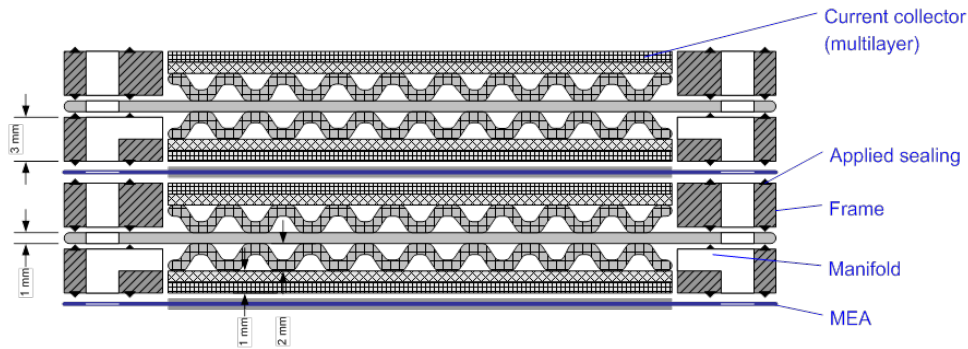


Abbildung 2-5: Schematischer Zellaufbau für die 5 MW-Elektrolyseanlage

2.2.4. Grobkonzeptionierung System

Mit Hilfe der Vorgaben aus dem Stackdesign und den daraus abgeleiteten Kennwerten (siehe Tabelle 2-2) wurden für das 5 MW- und das 100 MW-System die Verfahrenstechnik und Peripherie konzeptioniert und grob dimensioniert. Tabelle 2-3 fasst die Vorgaben zur Konzeptentwicklung und Grobdimensionierung zusammen. Obwohl das ursprüngliche Layout für die 5 MW-Anlage auf eine Containerbauweise ausgerichtet war, wurde für eine bessere Vergleichbarkeit zur AEL entschieden (vgl. Kapitel 1.6.1), auch dieses System in einem Gebäude zu integrieren.

Technologiefortschreibung	Niedriges Risiko	<i>mittleres Risiko</i>	hohes Risiko
Packaging	Gebäude	<i>Gebäude</i>	Gebäude
Stackgröße	1,24 MW _{el}	<i>3,06 MW_{el}</i>	10,31 MW _{el}
Druck	30 bar	<i>50 bar</i>	75 bar
Stackanzahl	4x	<i>32x</i>	10x
Stacks pro Modul/String	4x	<i>4x</i>	2x
H ₂ O-Aufbereitung	Zentral	<i>Zentral</i>	Zentral
H ₂ -Reinigung/Trocknung	Zentral	<i>Zentral</i>	Zentral
Druckregelung	Zentral	<i>String</i>	Zentral
H ₂ -Produktion	95,4 kg/h	<i>2.106 kg/h</i>	2.285 kg/h
DC-Leistungselektronik	Pro Stack	<i>Pro Stack</i>	Pro Stack

Tabelle 2-3: Vorgaben zur Systemkonzeptionierung (die Daten zum mittleren Entwicklungsrisiko wurden hier nicht weiter verwendet).

Für das 5 MW-System ergeben sich aus der Stack-Konzeptionierung vier Stacks mit einer nominellen Leistung von je 1,24 MW. Die Stacks werden in einem strömungstechnischen Parallelbetrieb verschaltet, wie er auch heutzutage bei diversen Anlagen realisiert ist. Alle vier Stacks werden über einen Zirkulationskreislauf zentral versorgt. Für die Versorgung/Durchspülung und Kühlung der Zellstapel mit DI-Wasser sind anodenseitig (= sauerstoffseitig) neben einer Umwälzpumpe (11) und einem Wärmeübertrager zur Abführung der Prozesswärme (10) auch eine Entsalzungspatrone zum Auffangen gelöster Ionen (13) und ein Gaswasser-Separator (12) notwendig. Die Zellstapel sollen im Differenzdruckbetrieb eingesetzt werden, so dass auch der Anodenkreislauf nur für den Umgebungsdruck ausgelegt werden muss. Wasserstoffseitig wird kein Wasserkreislauf vorgesehen und es wird ein druckgeladener Betrieb bei einem Kathodendruck von 30 bar angesetzt. Im kathodenseitigen Gas-Wasser-Separator (14) wird durch Protonen über die Membran

mitgeschlepptes Wasser vom Wasserstoff abgeschieden. Das resultierende System für die 5 MW-Anlage ist in Abbildung 2-6 zu sehen.

Weiterhin sind in das 5 MW-System eine Wasseraufbereitung (1), ein Deoxygenierungsreaktor (3) zur Reinigung des Wasserstoffs von Sauerstoff-Verunreinigungen und ein Kondensations-Wärmeübertrager (4) und (5) zur Abscheidung von Wasserausträgen integriert. Wasser, welches im kathodenseitigen Gas-Wasser-Separator (14) und im Kondensations-Wärmeübertrager am Systemausgang anfällt, wird in den zentralen Vorrat (1) zurückgespeist.

Elektrisch verfügt jeder Zellstapel über eine Gleichrichtereinheit (20) und das Gesamtsystem über einen zentralen Mittelspannungstransformator (2), der die Spannung des in dieser Größenordnung notwendigen Mittelspannungsanschlusses (bspw. 10 kV oder 20 kV) auf die Gleichrichtereingangsspannung von mehreren 100 V reduziert und die Nebenaggregate versorgt. Aufgrund der hohen elektrischen Ströme wird der Transformator direkt in die Anlage integriert. Zur Abführung der Abwärme von Zellstapeln, Leistungselektronik und Gasreinigung ist außerdem eine zentrale Kühlwasserbereitstellung (n.d.) auf Basis von Kompressionskälte notwendig.

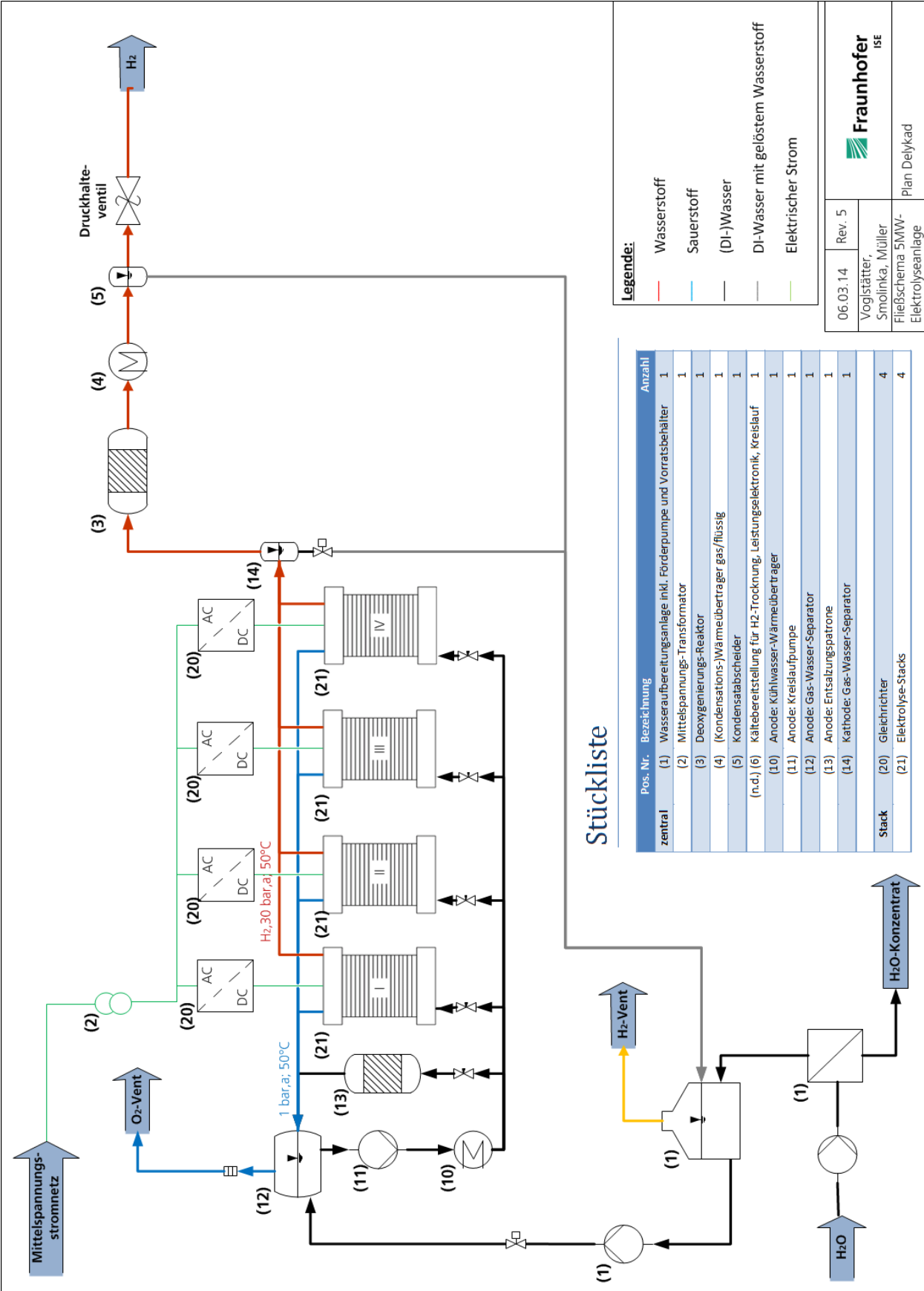


Abbildung 2-6: Systemlayout einer 5 MW-PEM-Elektrolyseanlage

Das 100 MW-System verfügt gemäß Stack-Konzeptionierung über zehn 10,3 MW-Zellstapel bei einem Druck von 75 bar wasserstoffseitig und einen Sauerstoffdruck nahe dem Umgebungsdruck. Aufgrund der großen Leistungsklasse wurde entschieden, je zwei Stacks in einem String bzw. Modul zusammenzuschalten. Aus verfahrenstechnischer Sicht ist dies nicht zwingend notwendig. Damit soll jedoch der flexible und dynamische Betrieb der Anlage erhöht werden. Zudem minimiert eine auf jeden Stack abgestimmte Kühlung thermische Degradationseffekte und trägt somit zu einer Verlängerung der Standzeiten bei. Auch hinsichtlich der Verfügbarkeit (innere Redundanz) und Vormontierbarkeit des Systems bringt eine Aufteilung des Systems in 5 Strings (oder Module) Vorteile mit sich.

Ein String / Modul besteht aus dem Wasserkreislauf bei atmosphärischem Druck auf Anodenseite mit Kreislaufpumpe (11), Wärmeübertrager (10), Gas-Wasser-Separator (12) und Entsalzungspatrone (13) zur Filterung ausgelöster Ionen. Wasserstoffseitig wird ebenso ein 75 bar-Gas-Wasserseparator vorgesehen, der abgeschiedenes DI-Wasser in den Wasservorratsbehälter zurückführt. Die Module enthalten zudem einen Mittelspannungs-Transformator (15) und pro Stack einen Gleichrichter (20).

Die Wasseraufbereitung (1), sowie die Gasreinigung bestehend aus Deoxygenierungsreaktor (3) und Kondensations-Wärmeübertrager (4) und (5), sowie das Druckhalteventil werden in Analogie zur 5 MW-Anlage zentral ausgeführt.

Aufgrund der großen elektrischen Anschlussleistung muss ein System dieser Größenordnung an die Hochspannungsebene angeschlossen werden (bspw. 110 kV) und beinhaltet deswegen einen zentralen Hochspannungs-Transformator (2), der dann die Mittelspannungs-Transformatoren versorgt. Unter Berücksichtigung der auf dem Markt verfügbaren Komponenten und der benötigten Leitungsquerschnitte bei den resultierenden Strömen wird die vorliegende Konfiguration als wirtschaftliches Optimum eingeschätzt.

Da das Stack-Konzept für das 100 MW-System eine Betriebstemperatur von 80 °C vorsieht, kann zur Steigerung des Wirkungsgrades die Kühlung der Stack-Abwärme von der Kühlung der Leistungselektronik und Gasreinigung entkoppelt werden. Die Stack-Abwärme, die im Wasserkreislauf anfällt, wird modulweise über Wärmeübertrager (10) in einen zentralen Kühlkreislauf (in Abbildung 2-7 nicht dargestellt) mit Vorlauftemperaturen von ca. 70 °C übertragen und über einen zentralen Freikühler an die Umgebung abgegeben. Die Kühlung der restlichen Komponenten wird über eine Kühlwasserbereitstellung auf Basis von Kompressionskälte in einem separaten Kühlwasserkreislauf bei ca. 20 °C durchgeführt (in Abbildung 2-7 nicht dargestellt). Das resultierende System mit seinen 5 Strings ist in Abbildung 2-7 zu sehen.

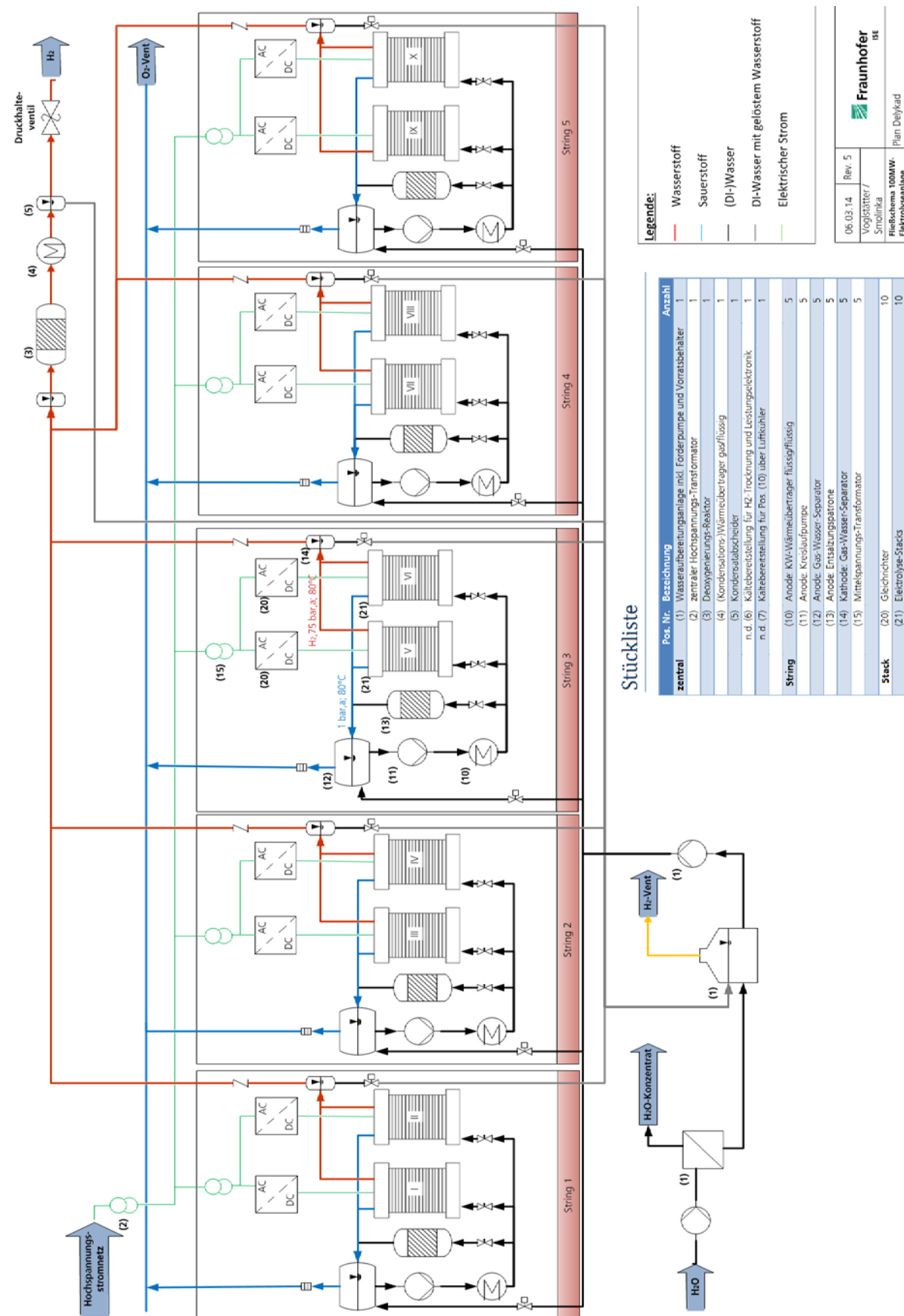


Abbildung 2-7: Systemlayout 100 MW-PEM-Elektrolyseanlage

Als Teil der Grobdimensionierung wurden auch die Wirkungsgrade beider Systeme ermittelt. Hierzu wurde auf Basis der Stack-Spezifikationen, der U/i-Kennlinie, des Faraday'schen Wirkungsgrades und einer typischen Wirkungsgradlinie des Gleichrichters der Stack-Wirkungsgrad berechnet. Systemseitig wurden die verschiedenen Hauptkomponenten analysiert und die elektrischen Verbräuche der Komponenten im Vollastfall und im Stillstand bzw. Stand-by ermittelt. Basierend daraus wurden für das komplette System die Systemwirkungsgrade für Vollast und Stillstand berechnet.

Zur Abschätzung der Wirkungsgrade auf Systemebene und der Stillstandsverluste durch Energiebedarf im Stand-by wurden für die erfahrungsgemäß energieintensivsten peripheren Komponenten und Subsysteme Kennfelder und Leistungsdaten kommerziell angebotener Produkte recherchiert. Konkret betrachtet wurden:

- Transformatoren,
- Leistungselektronik,
- Zirkulationspumpen,
- Kühlwasserbereitstellung/ Freikühler.

Zusätzlich wurde für die restlichen Komponenten ein pauschaler Anteil von 5 % der Peripherieleistung der wichtigsten Komponenten aufgeschlagen, um sonstige Verbraucher wie Steuerung, Ventile, Gebläse, u.m. zu berücksichtigen. Im sogenannten „warmen“ Stand-by-Modus der Anlage, bei dem das PEM-Elektrolysesystem unter Betriebsdruck und -temperatur gehalten wird, fallen zusätzliche Energieverbräuche für Stack- und Peripherie an.

	5 MW-Anlage	100 MW-Anlage
Summe Stackleistungen	4,96 MW	103,0 MW
Peripherieleistung wichtigster Peripherie	390 kW	2300 kW
Pauschale für sonstige Verbraucher (5 % der Peripherieleistung)	20 kW	110 kW
Wasserstoffproduktion System	1.057 Nm ³ /h	25.311 Nm ³ /h
Wirkungsgrad (HHV)	69 %	84 %

Tabelle 2-4: Wirkungsgradberechnung für die PEM-Elektrolyse-Systeme bei Nominallast

Zur Berechnung der Stillstandsverluste wurde das System detailliert betrachtet und eine Betriebsführung für den Stand-by-Zustand entworfen. Berücksichtigt wurden hierbei Wasserstoff-Verluste durch Gas-Crossover über die Membrane und Leckagen nach außen. Daher müssen sowohl die Stacks bei geringer Leistung betrieben werden (um durch Nachproduktion von Wasserstoff den Systemdruck zu erhalten), als auch Kreislaufpumpe und Lüftung bei reduzierter Leistung betrieben werden, um einen gefahrfreien Abtransport des Wasserstoffs zu gewährleisten. Da die Leistungselektronik bei geringer Laststufe einen sehr schlechten Wirkungsgrad aufweist, muss außerdem die Kühlung der Leistungselektronik sichergestellt werden. Zusätzlich wurden Wärmeverluste an die Umgebung unter Annahme eines 5-fachen Luftwechsels berechnet, welche durch eine elektrische Beheizung kompensiert werden müssen. Abwärme der Stacks bedingt durch die Wasserspaltungsreaktion wurde berücksichtigt, ist aber aufgrund des bei der geringen Last sehr hohen Stackwirkungsgrades vernachlässigbar. Entsprechend schlechtere Wirkungsgrade der Peripherie in Teillast (speziell Kreislaufpumpe und Gleichrichter) wurden überschlägig berücksichtigt. Weitere Verbraucher, die für die Wirkungsgradberechnung mit 5 % der nominellen Peripherieleistung angenommen wurden, sind in vollem Umfang in den Stillstandsverlusten

enthalten. Die folgende Tabelle 2-5 fasst diese abgeschätzten Stillstandsverluste für beide Anlagen zusammen. Für die Simulation in Kapitel 4 wurde mit 55 kW und 1.552 kW gerechnet, Nachkalkulationen haben jedoch die in Tabelle 2-5 gezeigten Werte ergeben.

	5 MW-Anlage	100 MW-Anlage
Leistungsaufnahme im Stand-by	77 kW	1.667 kW
Leistungsaufnahme im Stand-by (% nom. Leistung)	1,56 %	1,62 %

Tabelle 2-5: Stillstandsverluste der betrachteten PEM-Elektrolysanlagen

Durch den höheren Druck des 100 MW-Systems fallen Cross-Over-Effekte (und teilweise auch Leckagen) des Stacks höher aus, als verglichen mit dem 5 MW-System. Vereinfachend wurde für diese Abschätzung von einer identischen Membran ausgegangen. Es ergeben sich bezogen auf die Nominalleistung der Stacks höhere Stand-by-Verbräuche für die Druckerhaltung des Stacks und damit insgesamt höhere Stillstandsverluste.

Der Wirkungsgrad für Überlast wurde durch Wahl eines entsprechenden Betriebspunktes bei höherer Stromdichte im U/i-Kennfeld des Zellstapels und den elektrischen Verbräuchen der Peripherie für den Vollastfall abgeschätzt. Dies stellt nur eine grobe Abschätzung dar, da die Auswirkungen einer überlastfähigen Anlage bzw. der Betrieb bei Überlast nur oberflächlich betrachtet und nicht analog zum nominellen Betriebspunkt genau analysiert wurden.

Anhand des in den Kapiteln 2.2.3 und 2.2.4 entwickelten Stack- und Systemdesigns wurde über eigene Kostenmodelle und Anfragen an Industriefirmen eine Kostenaufschlüsselung erstellt, in mehreren Expertenrunden überprüft und zu konkreten CAPEX und OPEX-Angaben für beide Systeme weiterentwickelt. Dies wird in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

2.2.5. Kostenmodell Stack

Ziel des Kostenmodells für den Zellstapel (= Stack) ist es, die Investitionskosten eines neuen Zellstapels und die Reinvestitionskosten, d.h. die Kosten für die Überholung / Wiederinstandsetzung eines Zellstapels am Ende seiner Lebensdauer, zu bestimmen. Das Kostenmodell berücksichtigt dabei die Art und Dimensionen der eingesetzten Materialien, sowie die benötigte Menge für ein vorgegebenes Produktionsvolumen.

Grundlage für das Kostenmodell sind die Stackspezifikationen und das detaillierte Zellkonzept aus Kapitel 2.2.3. Basierend auf den ermittelten Dimensionen und benötigten Quantitäten wurde das Kostenmodell mit Material- und Herstellungskosten versehen. Hierzu konnte auf einen existierenden Datensatz an Material- und Herstellungskosten zurückgegriffen werden, durch die avisierten Dimensionen mussten jedoch auch zusätzliche Anfragen an Hersteller und Zulieferer gestellt werden.

Für die Stacks des 5 MW-Systems wurde ein quadratisches 1.500 cm² Stack-Design mit einer aktiven Elektrodenfläche von 39 x 39 cm² und geometrischen Zellaußenmaße von 60 x 45 cm² in Filterpressenbauweise verwendet, vergleiche mit Kapitel 2.2.3. Das Kostenmodell ermittelt in Abhängigkeit von der benötigten Quantität folgende Einzelkosten:

- Membran-Elektroden-Einheit (MEA): Membran, Katalysatoren und Herstellungsprozess;
- Bipolarplatten (BPP): gestanzte Titan-Platten ohne Flow-Field-Strukturen inkl. Nachbehandlung durch Hersteller;
- Rahmen: Kunststoffrahmen mit applizierten Dichtungen im 2K-Spritzguss
- Stromverteiler: 3mm dicke Titanstrecknetze (Anode) und Kohlenstoffpapier mit „Microporous layer“ (Kathode) in Mehrschichtanordnung mit Porengradient in Richtung Membran;

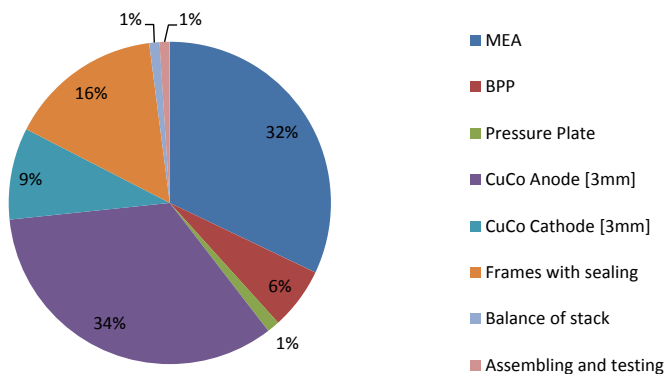
- Druck-/Endplatten, gefräst aus Edelstahl;
- Montage- und Kleinteile, inkl. Fittings aus Edelstahl
- Montage, Druckdichtigkeits- und Leistungstest beim Hersteller, sowie Transport.

Für die 10,3 MW-Zellstapel (100 MW-System) wurde von einer Membranrolle mit einer Breite von 120 cm ausgegangen. Dadurch ergeben sich Zellgrößen von 160 x 110 cm² mit einer aktiven (Elektroden-) Fläche von 100 x 100 cm². Der Zellstapel in Filterpressenbauweise entspricht dem oben beschriebenen Zellstapel mit entsprechenden Kostenpositionen. Durch das leicht veränderte Design ergeben sich jedoch folgende Abweichungen:

- Bipolarplatten: vorgestanzte Titanplatten mit durch Tiefprägen bzw. Hydroforming eingebrachte Flowfield-Strukturen, beidseitig zum Korrosionsschutz nicht beschichtet;
- Rahmen: Mehrkomponenten-Kunststoffrahmen mit metallischem Einleger und applizierten Dichtungen, hergestellt im 2K-Umspritzguss;
- Stromverteiler: 1 mm dicke gesinterte Titanfilze (Anode) und Graphitpapier (Kathode).

Für Membranen, Katalysatoren, Titan-Bipolar- und –endplatten, Stromverteilern, Druckplatten und Dichtungen liegen belastbare Angebotspreise aus der Industrie vor. Die Ermittlung belastbarer Herstellungskosten für die Membran-Elektroden-Einheit (MEA) gestaltete sich erwartungsgemäß sehr schwierig. Aufgrund der schlechten Datenlage musste von Richtpreisangeboten für kleine MEA's auf die großflächigen Zellgeometrien extrapoliert werden. Für die Kosten der Rahmenherstellung wurde ebenfalls mit gewissen Unsicherheiten von kleinen Bauteilen auf große Abmaße extrapoliert. Zusammenbau und Testprozedur beruhen auf eigenen Erfahrungswerten.

Cost break down 1,500 cm² stack



Cost break down 10,000 cm² stack

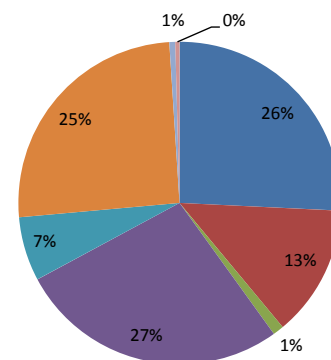


Abbildung 2-8: Kostenaufteilung Stacks nach Kostenmodell Fraunhofer ISE

Für die Überholung eines Zellstapels am Ende seiner Lebensdauer wurde von sämtlichen notwendigen Arbeitsschritten – d.h. Ausbau, Demontage, Versand, Remontage, Wiedereinbau, Test – sowie von Kosten der Ersatzmaterialien und angerechneten Erlösen aus dem Recycling der Rohmaterialien ausgegangen. Kosten für Werkzeuge, Apparate oder notwendige Gebäude-Installationen wurden nicht berücksichtigt. Es wurde davon ausgegangen, dass keine defekten Komponenten jenseits der Verschleißteile vorliegen. Um Unsicherheiten zu berücksichtigen, wurde ein 30%-iger Sicherheitsaufschlag auf Membran-Elektrodeneinheiten, Bipolarplatten, Druckplatten und Rahmen angesetzt. Die resultierenden Kosten können Tabelle 2-6 entnommen werden. Die Verteilung der Kosten auf die verschiedenen Komponenten zeigt Abbildung 2-8.

	1,24 MW Stack	10,3 MW Stack
Umfang der betrachteten Produktionscharge	40 Stacks	10 Stacks
Gesamtkosten (inkl. Sicherheitsaufschlag)	366,3 T€	1.311,7 T€
Spezifische Kosten	295 €/kW	127 €/kW
	1.380 €/Nm ³ h ⁻¹	516 €/Nm ³ h ⁻¹
Stacküberholung beim Hersteller	219,6 T€	700,2 T€

Tabelle 2-6: Herstellungs- und Überholungskosten eines PEM-Elektrolyse-Stack nach Kostenmodell Fraunhofer ISE

2.2.6. Kostenabschätzung System

Für eine Übersicht der Gesamtkosten auf Systemebene wurde neben dem Stackkostenmodell (vgl. Kapitel 2.2.5) ein Kostenmodell für die Subsysteme und peripheren Komponenten des Elektrolyse-Systems erstellt.

Hierzu wurde auf Grundlage des Stack- und Systemkonzeptes und ausgehend von den ermittelten Kennwerten des Elektrolyse-Stacks Energie- und Massenbilanzen für die wichtigsten Komponenten aufgestellt. Konkret umfasst dies folgende Komponenten: Wasseraufbereitung, Transformatoren, Gleichrichter, Deoxygenierungsreaktor, Kondensator-Wärmeübertrager und Kondensatabscheider, Kühlwasserbereitstellung, Luftkühler, Wärmeübertrager, Kreislaufpumpe, Gas-Wasser-Separator Anode, Gas-Wasser-Separator Kathode sowie Entsalzungspatrone.

Anhand dieser Grobdimensionierung wurden durch das Fraunhofer ISE und von einem externen Ingenieurbüro mit Fach Erfahrung im Wasserstoff-Anlagenbau und in der Projektierung von PEM-Elektrolyseanlagen (Ingenieurbüro Vock, Industriestraße, CH-9425 Thal) Angebote für die wichtigsten Komponenten eingeholt. Es wurden jeweils mehrere Angebote pro Komponente bei verschiedenen Herstellern angefragt. Sofern möglich, wurde aus den eingegangenen Angeboten ein Mittelwert gebildet. Weitere anfallenden Kosten wie Rohrleitungsbau, Armaturen, Instrumentierung, Engineering, Planung und Stahlbau wurden durch das Ingenieurbüro nach im Anlagenbau üblichen Prozentsätzen der Investition (Zellstapel nicht inkludiert) abgeschätzt.

Zur Abschätzung der Gebäudekosten wurde vom Projektpartner KBB Underground Technologies GmbH ein für die benötigte Gebäudeart gültiger Pauschalpreis in €/m³ für Gebäudekosten inklusive technischer Gebäudeausstattung, Zugangsschutz, u.m. abgeschätzt. Dieser Pauschalpreis ist im Kostenmodell mit 1.375,- €/qm hinterlegt. Zur Ermittlung der für die PEM-Elektrolyse anfallenden Gebäudekosten wurde ein Grundrissplan auf Basis der Größenangaben aus den Angeboten der wichtigsten Komponente erstellt (siehe Kapitel 2.2.7).

Zur Berücksichtigung von unternehmerischem Gewinn, Forschungskosten und unvorhergesehenen Kosten wurde für alle Komponenten mit Ausnahme den Zellstapeln (die bereits Sicherheitsaufschläge enthalten) ein Kostenaufschlag von 20 % auf die Investitionssumme hinzugefügt. Dieser ist im Vergleich zum für die alkalische Elektrolyse verwendeten Aufschlag um 5 % höher, um die Neuartigkeit und den höheren F&E-Bedarf der PEM-Elektrolyse im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse zu berücksichtigen.

Damit enthält das Kostenmodell für die beiden Elektrolysesysteme jeweils:

- Investitionskosten der Stacks gemäß Kostenmodell des Fraunhofer ISE,
- Investitionskosten für die Hauptkomponenten gemäß Richtpreisangeboten,
- Abschätzungen der Kosten für Kleinteile, Installationskosten, Planung und Stahl/Rohrleitungsbau durch ein Planungsbüro für Wasserstoffanlagen

- Gebäudekosten basierend auf Angaben des Projektpartners KBB,
- Unvorhergesehenes / unternehmerischer Gewinn / Forschungskosten.

In dem System-Kostenmodell sind Grundstückskosten und ggf. notwendige Stromnetzanschlusskosten jedoch nicht enthalten. Die relative Aufteilung der einzelnen Kostenpositionen ist in Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10 dargestellt.

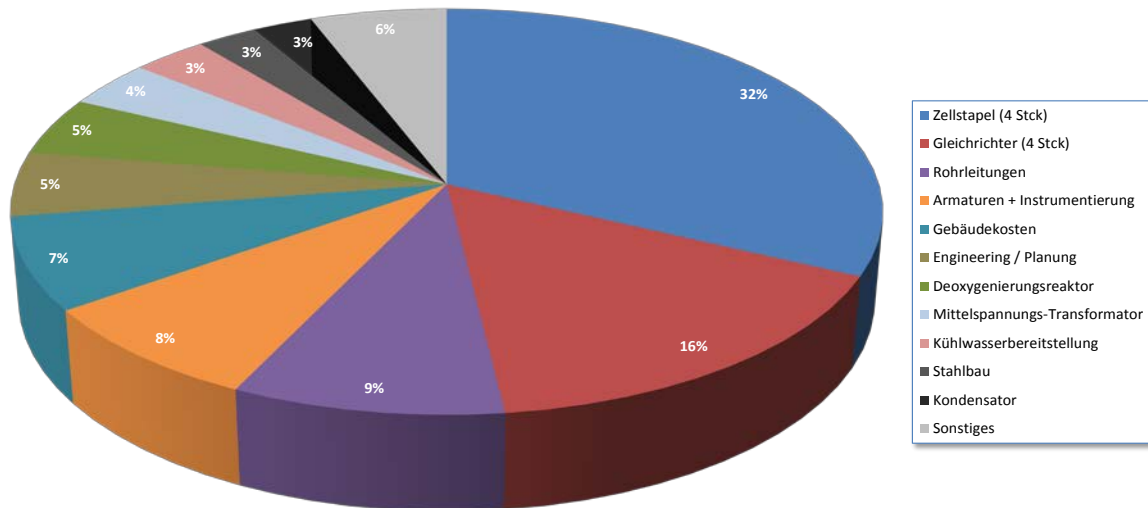


Abbildung 2-9: Kostenverteilung für das 5 MW-PEM-Elektrolysesystem

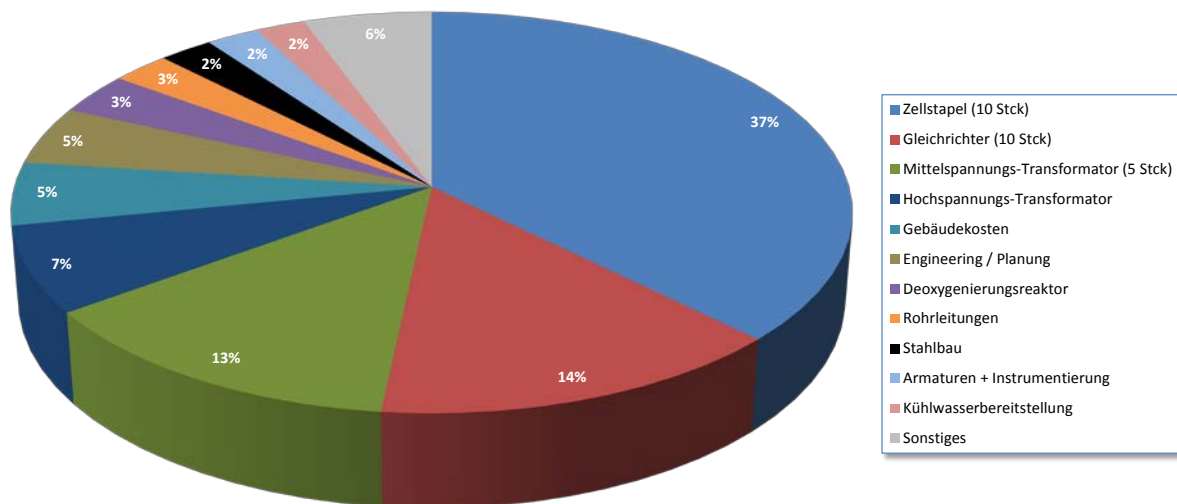


Abbildung 2-10: Kostenverteilung für das 100 MW-PEM-Elektrolysesystem

Wie erwartet hat der Stack für beide Anlagengrößen den größten Kostenanteil. Durch das Scale-Up in den Kraftwerksmaßstab kann jedoch eine deutliche Kostenreduktion für die Zellstapel erzielt werden. Insgesamt lassen sich nach dieser Kostenerhebung deutlich geringere spezifische Kosten für die PEM-Elektrolyse im großen Maßstab erzielen. Gegenüber heutigen PEM-Prototypen scheint eine Kostenreduktion um den Faktor 5 bis 10 möglich zu sein. Dabei darf jedoch nicht vergessen werden, dass in dem Kostenmodell neben dem Skaleneffekt auch eine Technologieweiterentwicklung postuliert wurde.

Der relative Anteil der Leistungselektronik an den Gesamtkosten für die 100 MW-Anlage nimmt erheblich gegenüber der 5 MW-Anlage zu. Ursächlich daran sind die überraschend hohen Kosten für den Hochspannungstransformator, der beim 100 MW-System Teil der Anlage ist. Allgemein wurden für die Komponenten der Leistungselektronik – vor allem für die Gleichrichter – unerwartet hohe Richtpreise durch die angefragten Firmen angegeben. Laut Aussagen von Experten im Bereich Leistungselektronik am Fraunhofer ISE sollten sich diese durch höhere Stückzahlen und Erfahrungsaufbau der entsprechenden Firmen noch senken lassen können. Im Bereich der Transformatoren handelt es sich bei der angefragten Größenordnung um Einzelanfertigungen, die typischerweise an Stadtwerke oder Netzbetreiber verkauft werden. Erfahrungen und ein gewisser Markt sind vorhanden – hier werden sich die Kosten durch höhere Stückzahlen vermutlich nur begrenzt reduzieren lassen.

Die Anteile der Verfahrenstechnik an den Gesamtkosten sinken beim Scale-Up. Nicht für alle Komponenten konnte jedoch die gewünschte Anzahl an Angeboten eingeholt werden. Ursächlich dafür war teilweise die Verunsicherung der Firmen bezüglich des Mediums Wasserstoffs und der entsprechend richtigen Werkstoffwahl – z.T. dadurch bedingt, dass die angefragten Firmen traditionell im Erdgasbereich tätig sind und zwar über Erfahrung mit gasführenden Komponenten in dieser Größenordnung verfügen, beim Medium Wasserstoff jedoch nicht auf eigene Erfahrungen zurückgreifen können.

Um den Einfluss der Überlastfähigkeit der PEM-Elektrolyse auf die Kostenstruktur in Form eines Szenarios untersuchen zu können, wurde eine grobe Abschätzung der Investitionskosten für die eingangs definierte Überlastfähigkeit durchgeführt. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass ein überlastfähiges System mit Ausnahme der Gleichrichter weiterhin auf Nennlast ausgelegt ist. Mehrkosten durch die Überlastfähigkeit wurden damit nur auf Seiten der Gleichrichter angenommen.

2.2.7. Abschätzung des Flächenbedarfs

Zur Ermittlung der anfallenden Gebäudekosten für die Elektrolyseanlage wurde ein Anlagenlayout erstellt. Wie zuvor wurde der gleiche Ansatz für das alkalische und PEM-System gewählt. Basis für das Layout sind Größenangaben der wichtigsten Komponente aus den Angeboten von Kapitel 2.2.6. Für das Layout wurde eine Trennung von Wasserstoff führenden Komponenten und der restlichen Anlage vorgenommen, um den Regeln des Explosionsschutzes ohne unnötige Zusatzinvestitionen gerecht zu werden. Ferner wurde für die Leistungselektronik eine Aufstellung in separaten Räumen angenommen. Aufgrund der hohen Ströme nach den Transformatoren und den Gleichrichtern bis zum Stack müssen große Leitungsquerschnitte verbaut werden. Um die Kosten für Stromführungsschienen und elektrische Verkabelung möglichst gering zu halten, wurde daher die Leistungselektronik zwar getrennt von der Verfahrenstechnik jedoch möglichst nahe an die Stacks geplant. Verkehrswege und Tore wurden mit der Einbringbarkeit der Komponenten in das Gebäude konzipiert, jedoch ohne eine detaillierte Betrachtung vorzunehmen.

Folgende Grundflächen wurden ermittelt, siehe auch Abbildung 2-11 und Abbildung 2-12:

	5 MW-Anlage	100 MW-Anlage
Grundfläche Gebäude inkl. Verkehrswege	283 m ²	1.448 m ²

Tabelle 2-7: Flächenbedarf der PEM-Elektrolyseanlagen

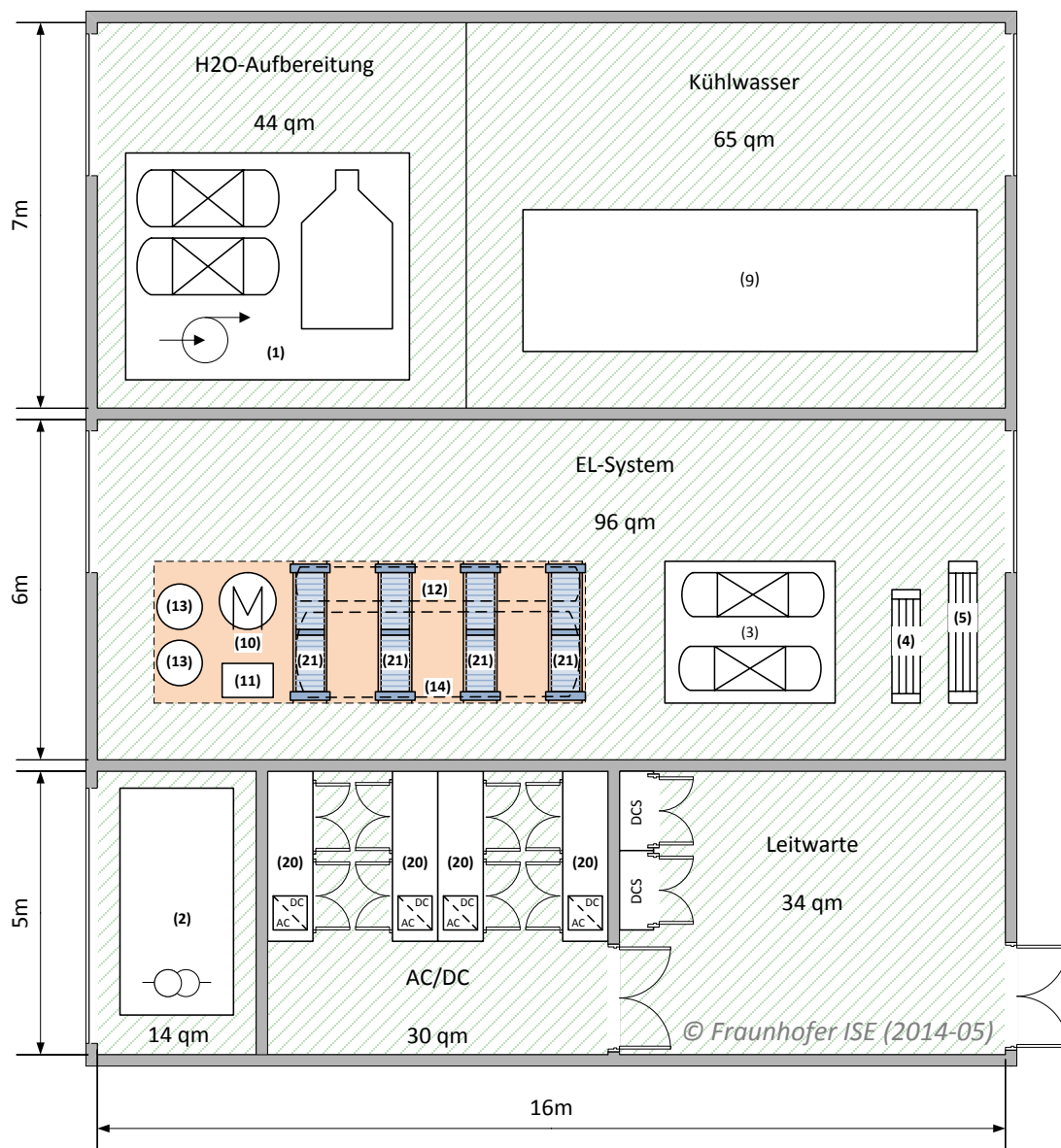


Abbildung 2-11: Aufstellungsplan 5 MW-PEM-Elektrolyseanlage

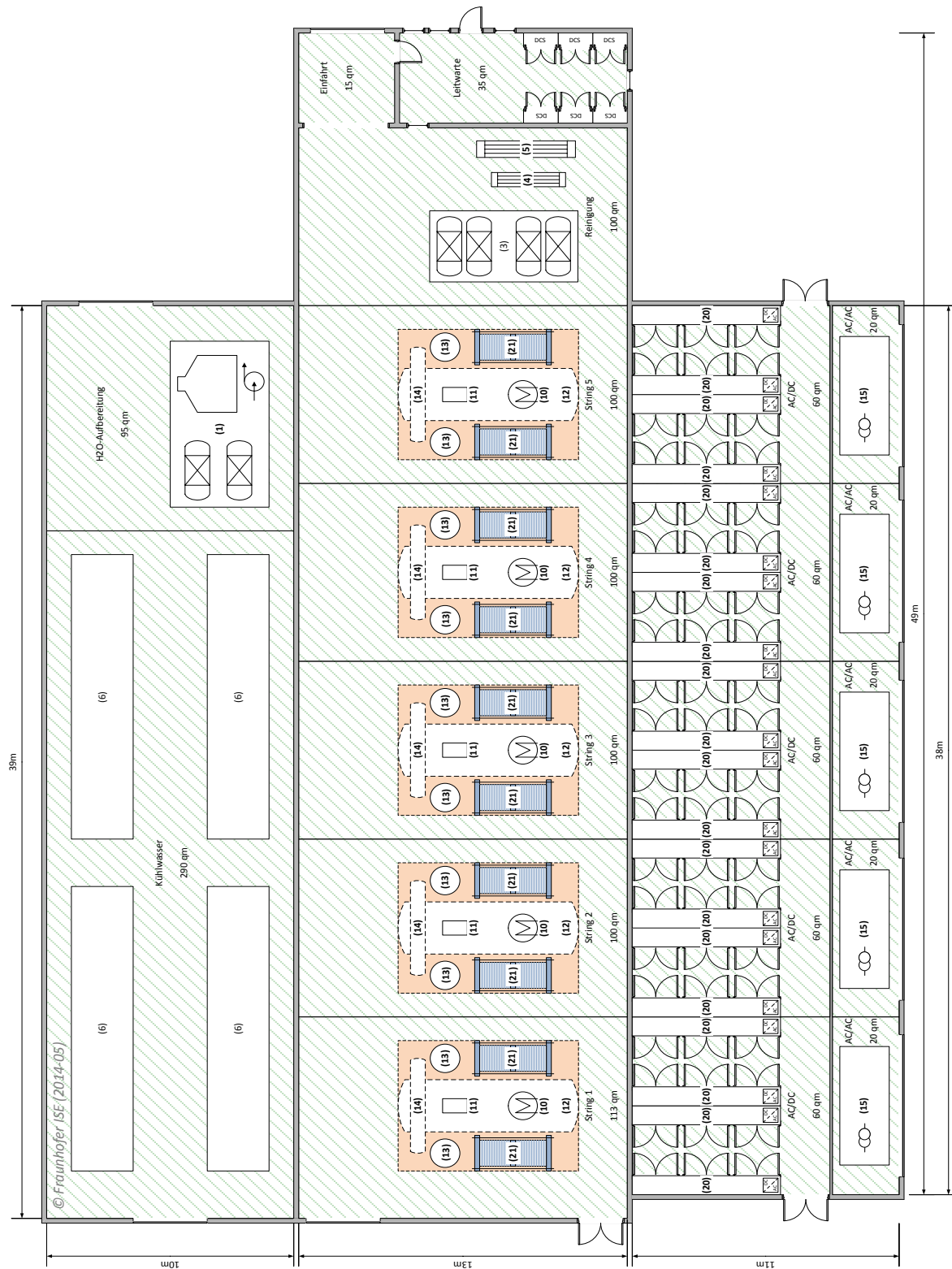


Abbildung 2-12: Aufstellungsplan für die 100 MW-PEM-Elektrolyseanlage

2.2.8. Ergebnisse

Die wesentlichen Ergebnisse der Grobauslegung beider PEM-Elektrolyseanlagen sind zusammenfassend in Tabelle 2-8 aufgelistet.

	5 MW-Anlage	100 MW-Anlage	Kommentar
Wirkungsgrad bei nomineller Last	69 % (HHV)	84 % (HHV)	
Wirkungsgrad bei Überlast	64 % (HHV) 150 % für 30 min	77 % (HHV) 200 % für 30 min	Überschlagen basierend auf ausgelegtem System
Stillstandsverluste (% nom. Gesamtleistung)	55 kW (1,03 % P_{Nom})	1,55 MW (1,47 % P_{Nom})	Berechnet basierend auf ausgelegtem System
Kapitalgebundene Kosten (Investitionskosten neue Anlage)	4,79 M€ 957 €/kW	31,4 M€ 305 €/kW	Angebote und Expertenabschätzung (vgl. Kap. 2.2.6)
Investitionskosten überlastfähiges System (bez. auf Nominalleistung)	5,17 M€ 1034 €/kW	36,5 M€ 396 €/kW	(vgl. Kap. 2.2.6)
O&M ohne Stack	2 %/a 85 T€/a	1,5 %/a 471 T€/a	Festlegung im Konsortium
Kosten Stacküberholung nach Ablauf Lebensdauer	186 T€	581 T€	Kostenmodell Fraunhofer ISE (ohne Sicherheitszuschlag)
Anvisierte Lebensdauer (Stack)	30.000 h	70.000 h	Festlegung im Konsortium
Anvisierte Lebensdauer (Verfahrenstechnik)	30 Jahre	30 Jahre	Festlegung im Konsortium

Tabelle 2-8: Wesentliche Ergebnisse zur Grobauslegung der PEM-Elektrolyseanlagen

Die Wirkungsgrade, sowie Stand-By-Verluste wurden im Rahmen der Grobdimensionierung (Kapitel 2.2.4) berechnet, bzw. im Falle des Wirkungsgrades für die zeitlich begrenzte Überlast abgeschätzt. Die kapital gebundenen Kosten, sowie die Reinvestitionskosten der Stacks (Kosten pro Stack) wurden anhand der Stackkosten- (Kapitel 2.2.5) und Systemkostenmodells (Kapitel 2.2.6) errechnet.

Die anvisierte Lebensdauer der Verfahrenstechnik (und auch der Leistungselektronik) wurde in einem projektinternen Expertengremium gemäß Erfahrungen aus anderen Bereichen ähnlicher verfahrenstechnischer Systeme auf 30 Jahre bei ordnungsgemäßer und regelmäßiger Wartung beziffert.

Die anvisierte Lebensdauer der Zellstapel, bzw. die Zeit, nach der eine Überholung der Stacks mit den im Punkt „Kosten Stacküberholung“ genannten Kosten notwendig wird, wurde ebenso in einem projektinternen Expertengremium diskutiert und auf Basis von Informationen aus Konferenzen, Fachgesprächen und Erfahrungen auf einen konsensfähigen Mittelwert festgelegt.

Für die Wartungs- und Betriebskosten (O&M) der Anlagen (ohne Strom, ohne Stacküberholung) konnten trotz mehrfacher Anfrage keinerlei Kosten von den im Rahmen des Kostenmodells abgefragten Firmen erhalten werden. Aus diesem Grunde wurden auch in diesem Punkt im Rahmen

des internen Expertengremiums Werte auf Basis von Erfahrungen von Betrieb kleinerer Elektrolyseanlage oder auf Basis von chemischen Anlagen gleicher Größenordnung festgelegt.

2.3. Literaturverzeichnis

- [Ahn, 1992] Ahn, J., Holze, R. (1992) Bifunctional Electrodes for an Integrated Water-Electrolysis and Hydrogen-Oxygen Fuel Cell with a Solid Polymer Electrolyte. *Journal of Applied Electrochemistry*, 22 (12), 1167-1174.
- [Cheng, 2009a] Cheng, J., Zhang, H., Chen, G., Zhang, Y. (2009) Study of $\text{Ir}_x\text{Ru}_{1-x}\text{O}_2$ Oxides as Anodic Electrocatalysts for Solid Polymer Electrolyte Water Electrolysis. *Electrochimica Acta*, 54 (26), 6250-6256.
- [Grigoriev, 2006] Grigoriev, S. A., Porembsky, V. I., Fateev, V. N. (2006) Pure Hydrogen Production by PEM Electrolysis for Hydrogen Energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31 (2), 171-175.
- [Grigoriev, 2009] Grigoriev, S. A., Millet, P., Korobtsev, S. V., Porembskiy, V. I., Pepic, M., Etievant C., Puyenchet, C., Fateev, V. N. (2009) Hydrogen Safety Aspects Related to High-Pressure Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34 (14), 5986-5991.
- [Marshall, 2007a] Marshall, A., Børresen, B., Hagen, G., Tsyppkin, M., Tunold, R. (2007) Hydrogen Production by Advanced Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysers – Reduced Energy Consumption by Improved Electrocatalysis. *Energy*, 32 (4), 431-436.
- [Marshall, 2007b] Marshall, A., Sunde, S., Tsyppkin, M., Tunold, R. (2007) Performance of a PEM Water Electrolysis Cell Using $\text{Ir}_x\text{Ru}_y\text{TazO}_2$ Electrocatalysts for the Oxygen Evolution Electrode. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32 (13), 2320-2324.
- [McElroy 1994] McElroy, J. F. (1994) Recent Advances in SPE® Water Electrolyzer. *Journal of Power Sources*, 47 (3), 369-375.
- [Rasten, 2003] Rasten, E., Hagen, G., Tunold, R. (2003) Electrocatalysis in Water Electrolysis with Solid Polymer Electrolyte. *Electrochimica Acta*, 48 (25-26), 3945-3952.
- [Roen, 2004] Roen, L. M., Paik, C. H., Jarvi, T. D. (2004) Electrocatalytic Corrosion of Carbon Support in PEMFC Cathodes. *Electrochemical and Solid-State Letters*, 7 (1), A19-A22.
- [Smolinka, 2009] Smolinka, T. (2009) Hydrogen from Water Electrolysis. In Garche J., Dyer, C., Moseley, P., Ogumi, Z., Rand, D., Scrosati, B. (Ed): *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. Amsterdam: Elsevier Ltd., 3, 394-413, ISBN-13: 978-0-444-52093-7.
- [Smolinka, 2011] Smolinka, T., Heinen, M., Garche J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Auftragsstudie für die NOW GmbH, Langfassung von Mai 2011)
- [Smolinka, 2014] Smolinka, T., Ojong, E., Lickert, T. (2014): PEM Electrolysis Fundamentals. In Bessarabov, D., Wang, H., Li, H., Thao, N. (Ed.): *PEM Electrolysis: Principles and Applications*. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group, in press.
- [Young, 2009] Young, A. P., Stumper, J., Gyenge, E. (2009) Characterizing the Structural Degradation in a PEMFC Cathode Catalyst Layer: Carbon Corrosion. *Journal of The Electrochemical Society*, 156 (8), B913-B922.

2.4. Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BPP	Bipolarplatte

EL	Elektrolyse
F&E	Forschung und Entwicklung
HER	Hydrogen evolution reaction
HHV	Brennwert (engl.: higher heating value)
HPEL	Hochdruckelektrolyseur
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
LHV	Heizwert (engl.: lower heating value)
OER	Oxygen evolution reaction
NT	Niedertemperatur
\dot{n}_{H_2}	Molarer Wasserstoffstrom
MEA	Membran-Elektroden-Einheit (engl.: membrane electrode assembly)
P_{el}	Elektrische Leistung
PEM	Proton-Exchange-Membrane
PEMEL	Proton-Exchange-Membrane - Elektrolyse
PFSA	Perfluorierte Sulfonsäure-Membran (engl.: perfluoric sulfonic acid membrane)
\dot{V}_{H_2}	Wasserstoff-Volumenstrom
U_{cell}	Zellspannung
U_{rev}	Reversible Zellspannung
U_{th}	Thermoneutrale Zellspannung
ΔG_R	Freie Reaktionsenthalpie (Änderung der Gibb'schen Enthalpie)
ΔH_R	Reaktionsenthalpie
ε_{cell}	Zellwirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad auf Zellebene)
ε_{HHV}	Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, auf den Brennwert bezogen
ε_i	Faraday'scher Wirkungsgrad (oder auch Stromwirkungsgrad, auf Zellebene)
ε_{LHV}	Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, auf den Heizwert bezogen
ε_v	Spannungswirkungsgrad (auf Zellebene)

3. Bewertung von Standorten für die Errichtung von Wasserstoffspeicher in Salzkavernen

3.1.	Einleitung und Vorgehen.....	69
3.2.	Geologische Grundlagen	69
3.2.1.	Entstehung von Salinarvorkommen	69
3.2.2.	Verbreitung von Salinarvorkommen in Deutschland	72
3.3.	Kriterien für den Kavernenbau	76
3.3.1.	Geologische Kriterien	76
a.	Mächtigkeit des Salinarsvorkommen	76
b.	Teufenlage des Salinarvorkommens	77
c.	Salzqualität	78
3.3.2.	Soleentsorgung.....	78
3.4.	Bewertung der Salinarvorkommen für den Kavernenbau	79
3.4.1.	Nicht geeignete Salinarvorkommen.....	79
3.4.2.	Mit Einschränkung geeignete Salinarvorkommen	80
3.4.3.	Grundsätzlich geeignete Salinarvorkommen	81
3.4.4.	Fazit	83
3.5.	Salzkavernenspeicher in Deutschland	83
3.5.1.	Salzkavernenspeicher für Erdgas in Deutschland.....	85
a.	Erdgasspeicher Jemgum der astora GmbH & Co. KG	85
b.	Erdgasspeicher Krummhörn der E.ON Gas Storage GmbH	86
c.	Erdgasspeicher Kraak der E.On Hanse AG	87
d.	Erdgasspeicher Katharina der Erdgasspeicher Peissen GmbH	88
e.	Erdgasspeicher Nüttermoor der EWE Gasspeicher GmbH.....	89
f.	Erdgasspeicher Jemgum der EWE Gasspeicher GmbH.....	90
g.	Erdgasspeicher Huntorf der EWE Gasspeicher GmbH	91
h.	Erdgasspeicher Moeckow der EWE Gasspeicher GmbH	92
i.	Erdgasspeicher Rüdersdorf der EWE Gasspeicher GmbH	93
j.	Erdgasspeicher Reckrod der Gas-Union GmbH.....	95
k.	Erdgasspeicher Empelde der Gasspeicher Hannover GmbH (GHG).....	96
l.	Erdgasspeicher Etzel der IVG Caverns GmbH.....	97
m.	Erdgasspeicher Staßfurt der RWE Gasspeicher GmbH.....	99

n.	Erdgasspeicher Xanten der RWE Gasspeicher GmbH	100
o.	Erdgasspeicher Epe der SGW	101
p.	Erdgasspeicher Kiel-Rönne der Stadtwerke Kiel AG.....	103
q.	Erdgasspeicher Bremen-Lesum der Storengy Deutschland GmbH	104
r.	Erdgasspeicher Harsefeld der Storengy Deutschland GmbH	105
s.	Erdgasspeicher Peckensen der Storengy Deutschland GmbH	106
t.	Erdgasspeicher Bremen-Lesum der Swb Netze GmbH.....	107
u.	Erdgasspeicher Bad Lauchstädt der VNG Gasspeicher GmbH	108
v.	Erdgasspeicher Bernburg der VNG Gasspeicher GmbH	109
3.5.2.	Salzkavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe in Deutschland	110
a.	Flüssiggas-Speicher Bernburg-Gnetsch der esco GmbH & Co. KG	110
b.	Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Blexen der USG mbH	111
c.	Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Bremen-Lesum des EBV.....	112
d.	Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Heide des EBV.....	113
e.	Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Sottorf des EBV	114
f.	Ölspeicher Wilhelmshaven-Rüstringen des EBV	115
g.	Ölspeicher Epe der SGW mbH & Co. KG.....	117
h.	Ölspeicher Etzel der IVG Caverns GmbH	118
i.	Ölspeicher Heide 101 der Klesh Group	119
j.	Flüssiggas-Speicher Ohrensen der DOW	120
k.	Flüssiggas-Speicher Teutschenthal der DOW	122
l.	Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Wesenberg BVVG	123
3.6.	Existierende Wasserstoffkavernen weltweit.....	124
3.6.1.	Wasserstoffkaverne Clemens Dome von CPChem.....	124
3.6.2.	Wasserstoffkaverne Spindletop von Air Liquide	125
3.6.3.	Wasserstoffkaverne Moss Bluff von Praxair	125
3.6.4.	Wasserstoffkaverne Teesside von Sabic Petrochemicals.....	126
3.7.	Abschätzung des Speicherpotentials für ausgewählte Lokationen in Nordrhein-Westfalen, Northwest-Deutschland und Mittel-Deutschland	127
3.7.1.	Einleitung.....	127
3.7.2.	NRW – nördliches Nordrhein-Westfalen.....	128
3.7.3.	Northwest-Deutschland im Bereich Oldenburg – Bremen – Hamburg.....	129
3.7.4.	Industriegebiet „Bitterfeld-Leuna“	131

3.8. Literaturverzeichnis	133
---------------------------------	-----

3.1. Einleitung und Vorgehen

Bei der Auswahl möglicher Lokationen für zukünftige Wasserstoffspeicher-Anlagen spielen vielfältige Aspekte eine Rolle, so z.B. die Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen, die Nähe zu Regionen mit großem Anfall an Wind- und/oder PV-Energie oder die Nähe zu zukünftigen Verbrauchszentren. Letztendlich gilt es Lokationen zu wählen, die einen optimalen Kompromiss darstellen. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit möglichen Lokationen für zukünftige Wasserstoffspeicher-Kavernen speziell aus geologisch-geotechnischer Sicht.

Zunächst werden Salzstrukturen in Deutschland in Hinblick auf die grundsätzliche Eignung zur Entwicklung von Wasserstoffkavernen untersucht. In Ergänzung zu vorhandenen Untersuchungen, die sich eher auf den norddeutschen Küstenbereich konzentrieren, werden bewusst auch weiter südlich gelegene Regionen betrachtet. Neben der Untersuchung der geologischen Formationen spielt hier auch die Möglichkeit der Nutzung oder der umweltgerechten Entsorgung der großen Solemengen eine Rolle, die bei der Erstellung von Salzkavernen anfallen.

Anschließend geht es um konkrete Lokationen für zukünftige Wasserstoffspeicherprojekte – ebenfalls aus geologisch-geotechnischer Sicht. Die Bandbreite umfasst zukünftige kleine Demo-Anlagen in einer Übergangsphase als auch zukünftig denkbare Anlagen im Großmaßstab, die bezüglich Volumen und Druckbereich mit heute üblichen Erdgaskavernen vergleichbar sind und über große Speicherkapazitäten verfügen.

Es werden existierende Speicherkavernen-Projekte für Erdgas und flüssige Kohlenwasserstoffe erfasst und die wesentlichen Daten tabellarisch dargestellt. Die zugrundeliegende Idee ist dabei, dass sich zukünftige Wasserstoffspeicher am ehesten als Ergänzung zu bestehenden Speicherprojekten realisieren lassen, da die geotechnischen Anforderungen an Wasserstoffkavernen weitgehend identisch mit denen für Erdgaskavernen und in gewissem Umfang auch für Flüssigspeicherkavernen sind. Darüber hinaus ist hier die Erkundung der Formationen bereits erfolgt, ggf. liegen Rechte für weitere Kavernen bereits vor und ggf. können bestehende Bohrungen oder Kavernen für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden.

Derzeit zeichnet sich ein zunehmendes Interesse an der Nutzung von großskaligen Gasspeichern auf Bundesländer-Ebene ab – in manchen Fällen an der unteren Grenze sinnvoller Kapazitäten bezogen auf Salzkavernen. In Absprache mit dem Auftraggeber bzw. der Arbeitsgruppe können anhand der vorliegenden Datensammlung Beispiellokationen für die jeweiligen Bundesländer ausgewählt werden, für die anschließend überschlägig Wasserstoffspeicher-Kavernen ausgelegt werden. Damit stehen für die weiterführenden Arbeitspakete Lokationen und Leistungsparameter für die jeweiligen Speicher zur Verfügung.

3.2. Geologische Grundlagen

3.2.1. Entstehung von Salinarvorkommen

Salzkavernen werden in unterirdischen Salinarvorkommen angelegt. Als Salinarvorkommen werden überwiegend Steinsalz führende Gesteinsschichten verstanden. Diese Salinargesteine entstanden als

Ablagerungen (Sedimente) unter trockenen und vorwiegend subtropischen Klimabedingungen in temporär vom Ozean abgeschnürten Binnenmeeren. Dabei kristallisierten die im Meerwasser gelösten Salzminerale aus und lagerten sich ab. Steinsalz (chem. auch als Halit bezeichnet) bildet gewöhnlich den Hauptbestandteil eines Salinarvorkommens. Weitere Salinargesteine wie Karbonate (Kalkstein, Dolomit), Sulfate (Gips, Anhydrit) sowie Kalium- und Magnesiumsalze (z.B. Sylvit, Carnallit) treten in unterschiedlichen Anteilen auf. Tongestein ist als Nicht-Salinargestein am Aufbau der Salinarvorkommen meist mitbeteiligt. Die Salinargesteine bilden innerhalb eines Schichtenverbandes gewöhnlich unterschiedlich mächtige, eigenständige Lagen wie Ton-, Karbonat-, Anhydrit- und Steinsalzlager sowie Kaliflöze.

Die Salinargesteine Deutschlands wurden ursprünglich flach abgelagert und bildeten Schichtpakete von einigen Metern bis zu über einem Kilometer Mächtigkeit. Innerhalb dieser Abfolgen bildeten sich Steinsalzlagen mit Mächtigkeiten von wenigen Metern bis zu mehreren Hundert Metern. Bei vielen Salinarvorkommen Deutschlands findet sich auch gegenwärtig noch dieses Ablagerungsbild nahezu unverändert wieder. Diese werden als Schichtensalz bezeichnet und lagern heute aufgrund von Überdeckung mit nachfolgend jüngeren geologischen Schichten in unterschiedlichen Teufen von wenigen Hundert Metern bis zu mehreren Kilometern (siehe Abbildung 3-1).

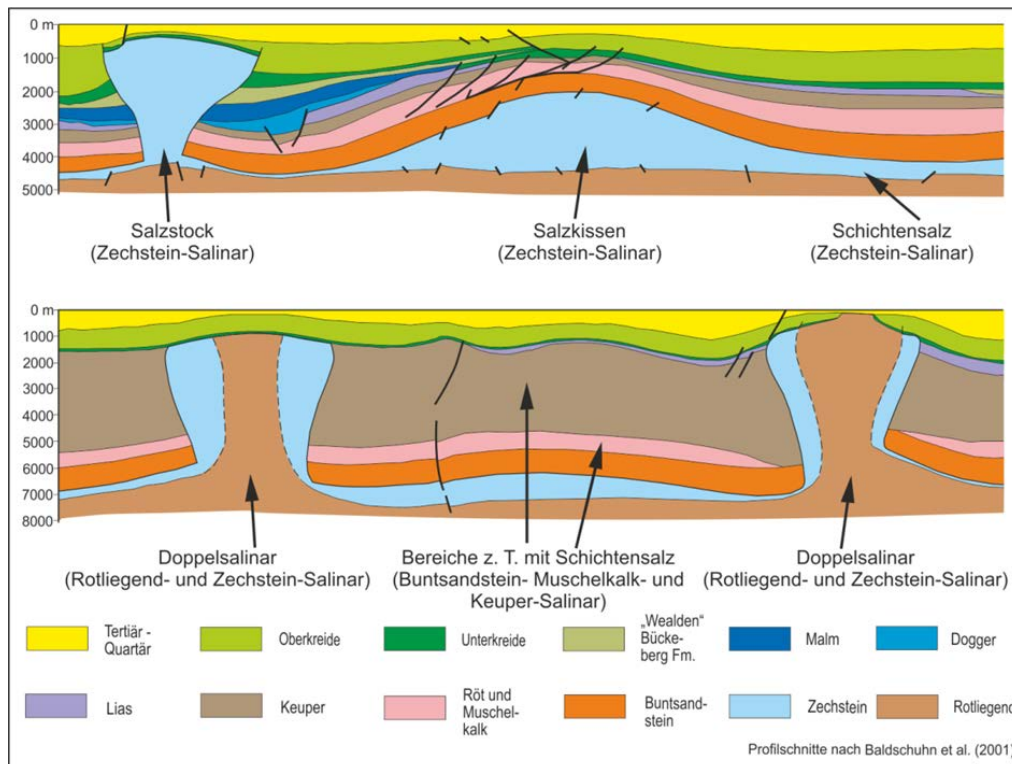


Abbildung 3-1: Schichtensalz und Salzstrukturen im geologischen Schnitt

In einigen Gebieten Deutschlands kam es im Zuge von tektonischen Prozessen (großräumige Bewegungen der Erdkruste und Ausbildung von Verwerfungen) und Halokinese (langsame Bewegungen des Steinsalzes in geologischen Maßstäben) zur Entwicklung von sogenannten Salinarstrukturen (Salzstrukturen). Salzstrukturen entstehen durch Abwandern von Salinargesteinen aus Schichtensalzvorkommen und anschließende Ansammlung (siehe Abbildung 3-1). Gewölbte Salinaransammlungen werden als Salzkippen bezeichnet. Salzkippen unterscheiden sich von Schichtensalz im Wesentlichen durch eine erhöhte Mächtigkeit der salinaren Folgen sowie durch eine meist geringere Teufenlage im Bezug zur Erdoberfläche. Salzkippen zeigen gewöhnlich eine größere

horizontale als vertikale Erstreckung. Die überlagernden Schichten (Deckgebirge bestehend aus unterschiedlichen Schichten, die zwischen Trias und Quartär entstanden) sind mit angehoben worden und wurden dabei häufig mehr oder weniger zueinander verstellt (Verwerfung/Störung). Lang gestreckte Salzkissen nennt man auch Salzsattel oder Salzantikline.

Pilzförmig aufragende Strukturen nennt man hingegen Salzstöcke oder Salzdome. Diese besitzen eine vertikale Erstreckung von z. T. mehreren Kilometern und haben das Deckgebirge nicht nur angehoben und gestört, sondern auch durchstoßen. Sie reichen häufig bis wenige Hundert Meter unter die Erdoberfläche heran.

Im Zuge der Salzstockbildung erfolgte eine zumeist intensive Verfaltung der salinaren Schichten. So können in den Kernbereich einer Salzstockstruktur, in der sich meist die für den Kavernenbau geeigneten Steinsalzfolgen konzentrieren, auch Bereiche jüngerer Schichtenfolgen wie Kaliflöze und Anhydritblöcke, die die Kavernenerstellung nachteilig beeinflussen, bis weit in den Kernbereich der Salzstockstruktur eingefaltet sein (siehe Abbildung 3-2).

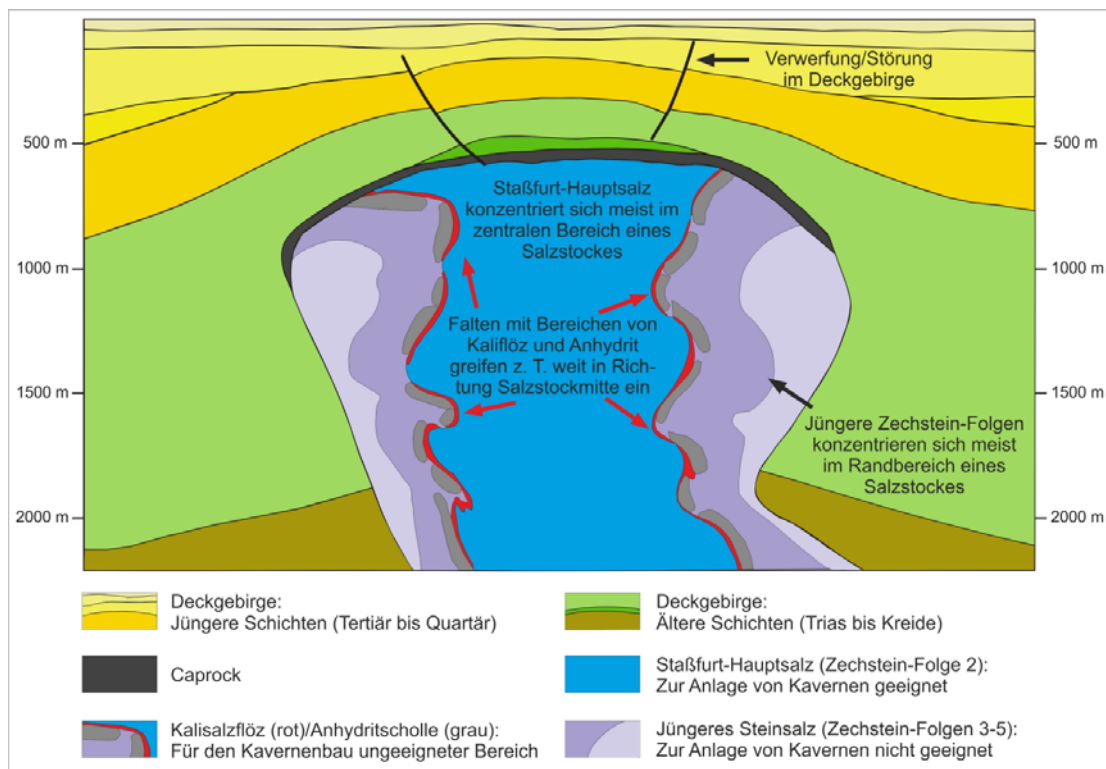


Abbildung 3-2: Schematischer geologischer Schnitt durch einen Salzstock (Quelle: KBB UT)

Die meisten Salzstöcke haben Dachflächen (Toplage) in Teufenlagen <1.000 m und liegen somit im Bereich von Grundwasserleitern. Das somit typische Merkmal der meisten Salzstöcke ist die Ausbildung eines Caprocks im Dachbereich, der meist aus Anhydrit und Ton besteht und das Rückstandsgestein nach Ablaugung und Abfuhr der Salz führenden Schichten bildet (siehe Abbildung 3-2). Der Caprock zeigt gewöhnlich Mächtigkeiten von 20 bis 50 m. Im Extremfall können Mächtigkeiten von 100 bis 200 m auftreten.

Salzstöcke mit erheblicher Längenerstreckung von bis zu mehreren Zehner Kilometern werden als Salzmauern bezeichnet.

3.2.2. Verbreitung von Salinarvorkommen in Deutschland

In der geologischen Vergangenheit ergaben sich mehrfach günstige Bedingungen für die Bildung von Salinargesteinen. So sind Salinarvorkommen im Untergrund Deutschlands weitverbreitet (siehe Abbildung 3). Insbesondere die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen, Bremen und Mecklenburg-Vorpommern weisen ein fast flächendeckendes Vorkommen an Steinsalz führenden Gesteinsschichten im Untergrund auf. Weitere Steinsalzverbreitungsgebiete finden sich in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie Brandenburg und Nordrhein-Westfalen. Im Süden Deutschlands kommt Steinsalz in Baden-Württemberg und Bayern vor. Die ältesten Steinsalz führenden Schichten Deutschlands bildeten sich im Erdaltertum im Zeitalter des Unterperm (Rotliegend) vor ca. 262 – 258 Millionen Jahren. Es können bis zu 15 einzelne Steinsalz-Horizonte von unterschiedlicher Mächtigkeit (wenige Meter bis zu >100 m) unterschieden werden, die durch rote Ton- und Sandsteinpakete voneinander getrennt sind [1]. Die Gesamtmächtigkeit des Rotliegend-Salinars kann bis zu 1.000 m betragen. Dieses Schichtensalz befindet sich heute meist in Tiefen von 3.000 bis 6.000 m im Westen von Mecklenburg-Vorpommern, im Norden von Niedersachsen, in Schleswig-Holstein und vor allem unterhalb der Nordsee.

Rotliegend-Salinar

In einem Bereich zwischen Hamburg, Bremerhaven, Husum und Kiel tritt das Rotliegend-Salinar in Form von Salzstöcken und Salzmauern bis auf wenige Hundert Meter an die Erdoberfläche heran. Dieser Bereich ist rot schraffiert in der Abbildung 3-3 ersichtlich. Bei der Bildung dieser Salzstrukturen kam es zu einer intensiven Vermischung der Rotliegend-Salinargesteine. Das daraus resultierende Gestein wird auch aufgrund der visuellen Ähnlichkeit mit alpinen Steinsalzvorkommen als „Haselgebirge“ bezeichnet und besteht aus Steinsalz, das meist regellos von rotem, feinsandigem Tonstein in stark wechselnden Mengenverhältnissen von 20 – 40% durchsetzt ist. Das Salinar des „Haselgebirges“ befindet sich im Zentrum der Salzstrukturen und wird von Zechstein-Salinar umrandet (Doppelsalinar, siehe Abbildung 3-1).

Zechstein-Salinar

Die am weitesten verbreiteten sowie mächtigsten Salinarvorkommen Deutschlands stammen aus dem Oberperm (Zechstein) und entstanden vor ca. 258 – 251 Millionen Jahren. Die Salinare des Zechsteins sind im Gegensatz zum Rotliegend-Salinar flächendeckend im Untergrund Norddeutschlands zu finden. Das Verbreitungsgebiet ist in Abbildung 3-3 in blauer Farbe dargestellt. Das Zechstein-Salinar besteht in Norddeutschland aus maximal sieben Salinarzyklen (Zechstein 1 – 7), die sich nacheinander gebildet haben und jeweils aus einer Abfolge von Tonstein, Karbonaten, Sulfaten, Steinsalz und Kalisalz bestehen können, allerdings nur selten vollständig ausgebildet sind. Das Steinsalz des Zechstein 2 (Staßfurt-Folge) hat mit maximal 600 m die größte primäre Mächtigkeit.

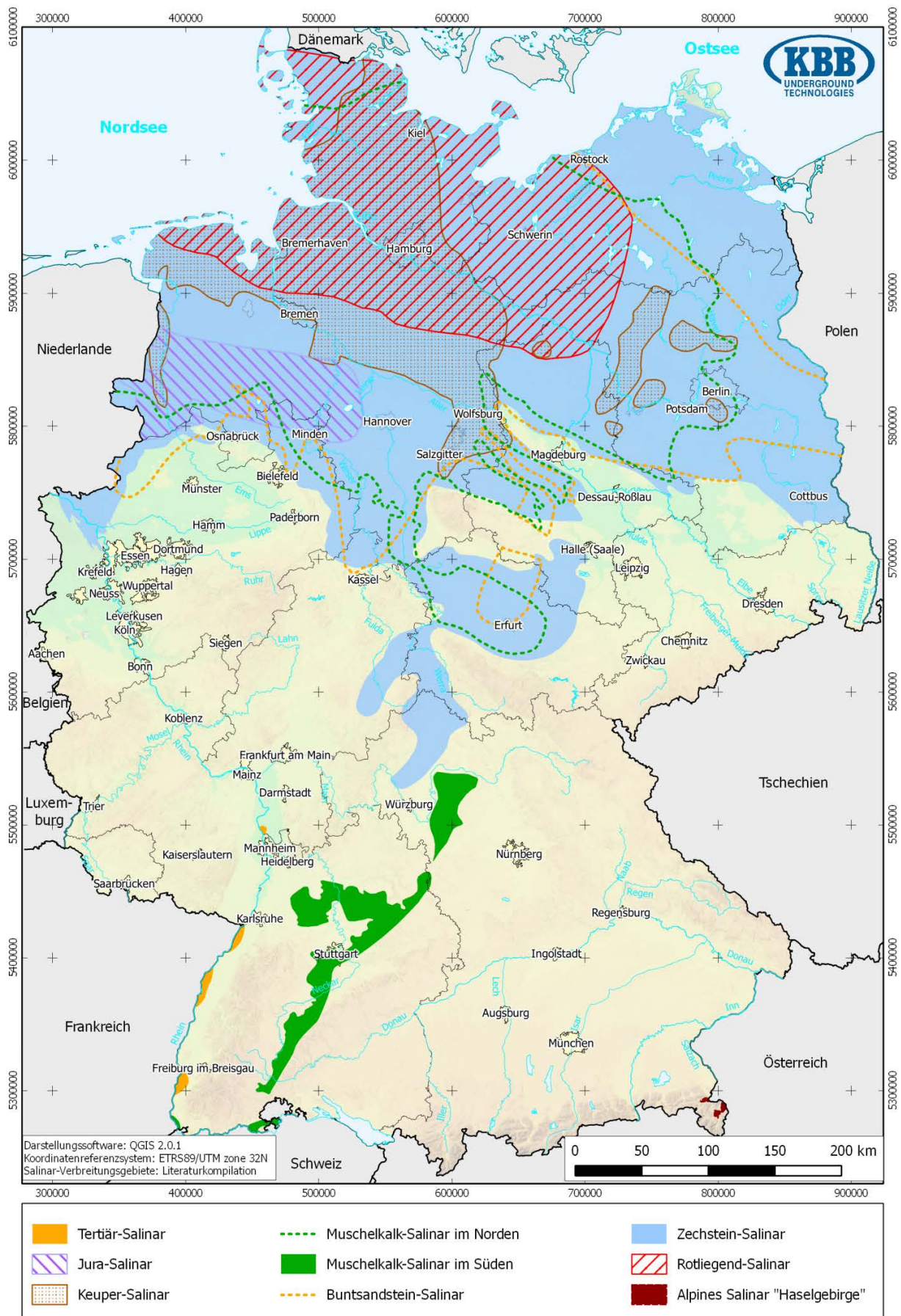


Abbildung 3-3: Salinarvorkommen Deutschlands

Der Anteil an Nichtsalzschichten insbesondere in der Staßfurt-Folge ist im Vergleich zu anderen Salinaren Deutschlands niedrig und liegt bei ca. 5 %. Die Gesamtmächtigkeit der Zechsteinsalze im Norddeutschen Raum beträgt 800 – 1.000 m.

Ähnlich dem Rotliegend-Salinar kommt das Zechstein-Salinar in seiner ursprünglichen Abfolge als Schichtensalz meist nur in Tiefen >2.000 m vor. In Annäherung zur südlichen Verbreitungsgrenze des Zechstein-Salinars am Niederrhein, entlang des Teutoburger Waldes, im Weserbergland, im Thüringer Becken sowie von der Magdeburger Börde bis zur Oberlausitz steigt die Basis der zechsteinzeitlichen salinaren Sedimente auf Teufen von <2.000 m an.

Zechstein-Salinar bildet den Hauptbestandteil der in Norddeutschland vorkommenden Salzstrukturen. In Salzstrukturen mit vertikalen Mächtigkeiten von >1.500 m ist das Steinsalz der Staßfurt-Folge zumeist ins Zentrum gewandert, wodurch sich seine ursprüngliche Mächtigkeit häufig vermehrfacht hat (siehe Abbildung 3-2). In Salzkissen befinden sich die jüngeren Zechstein-Folgen oberhalb der Steinsalzschiechten der Staßfurt-Folge und bilden das Dach der Struktur. In den Salzstöcken konzentriert sich das Staßfurt-Steinsalz im Zentrum bis zum Top der Struktur (siehe Abbildung 3-2). Die Mächtigkeit der Staßfurt-Folge kann dabei bis zu mehrere Kilometer betragen. Die jüngeren Zechstein-Folgen wurden an den Rand des Salzstockes gedrängt. Das eigentliche Dach des Salzstockes wird dabei meist vom Caprock gebildet. Die Salzstöcke reichen in einigen Fällen bis auf wenige Zehnermeter, meist bis auf wenige Hundert Meter unter die Erdoberfläche Norddeutschlands heran.

Alpines Salinar „Haselgebirge“

Eine überwiegend zu Österreich gehörende, teilweise bis nach Deutschland reichende, Steinsalzlagerstätte (sogenanntes „Haselgebirge“) ist ca. 255 – 251 Millionen Jahre alt. Die ursprünglich geschichteten Salinargesteine wurden durch intensive tektonische Ereignisse während der Bildung der Alpen zu einem Gemenge aus Steinsalz, Tonstein und Anhydrit überführt. Der Steinsalzgehalt liegt bei ca. 30-65 % [2]. In Deutschland findet sich lediglich bei Berchtesgaden ein kleines Vorkommen mit einem Ausmaß von 4,5 x 1,5 Kilometern [3] in ca. 600 bis 2.000 m Tiefe sowie bei Bad Reichenhall von 5-10 km² Größe ab ca. 1.200 m Tiefe [4]. Die kleinen Vorkommen sind in Abbildung 3-3 in dunkelroter Farbe aufgezeigt.

Trotz der gleichnamigen Bezeichnung besteht kein geologischer Bezug zum „Haselgebirge“ des Rotliegend-Salinars Norddeutschlands.

Buntsandstein-Salinar

Im Oberen Buntsandstein (Röt) entstanden vor ca. 244,5 – 243 Millionen Jahren Steinsalzlager von durchschnittlich 100 m Mächtigkeit [5]. Sie treten fast ausschließlich als Schichtensalzvorkommen auf. Salzstrukturen sind nicht bekannt. Das Verbreitungsgebiet des Röt-Salinars umfasst vornehmlich die nordwestlichen Bundesländer sowie Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Berlin sowie Thüringen und Teile Hessens. Das Verbreitungsgebiet ist in Abbildung 3-3 durch eine orange gestrichelte Linie ausgewiesen. Die maximale Mächtigkeit von über 100 m wird im nordwestlichen Verbreitungsgebiet erreicht. Diese Vorkommen liegen meist in Teufen von über 2.000 m. In den übrigen Gebieten liegen die Vorkommen zum Teil zwischen 1.000 und 2.000 m. Die Mächtigkeit beträgt hier jedoch nur wenige Meter bis Zehnermeter. Die Teufenlage des Buntsandstein-Salinars ist in Abbildung 3-1 beispielhaft wiedergegeben.

Muschelkalk-Salinar

Die Salinare des Mittleren Muschelkalks bildeten sich vor ca. 240 – 238,5 Millionen Jahren. Sie sind fast überall im Untergrund Niedersachsens, im Süden von Schleswig-Holstein, im Westen Mecklenburg-Vorpommerns sowie in Sachsen-Anhalt und Thüringen und insbesondere in Baden-Württemberg und geringfügig im Norden Bayerns vertreten. Die nördlichen Verbreitungsgebiete des Muschelkalk-Salinars sind grün gestrichelt, die südlichen hingegen grün gefüllt in Abbildung 3-3 dargestellt.

Es können bis zu sechs verschiedene Steinsalzlager unterschieden werden, von denen jedoch nur zwei überregionale Bedeutung haben. Das Salinar besteht zu meist >95 % aus Halit. Kalium-Magnesium-Salze sind nicht vorhanden. Salzstrukturen sind ebenfalls nicht ausgebildet [5] [6].

Im Nordwesten Deutschlands erreicht die Gesamtmächtigkeit des Muschelkalk-Salinars über 100 m. Diese Vorkommen liegen jedoch in Teufen von mehr als 2.000 m (siehe hierzu Abbildung 3-1). Die Vorkommen in den östlichen Bundesländern liegen bei Teufen von meist 1.000 bis 2.000 m oder flacher. Sie sind jedoch nur noch wenige Zehnermeter mächtig [7]. In Baden-Württemberg wird Steinsalz des Mittleren Muschelkalks im Raum Heilbronn, Neckarsulm, Bad Friedrichshall sowie bei Haigersloch aus Salzlagern mit Mächtigkeiten zwischen 10 und 60 m gefördert. Die Vorkommen liegen in Teufen zwischen 200 und 300 m unter der Geländeoberkante.

Keuper-Salinar

Mächtige Steinsalzvorkommen des Mittleren Keuper (entstanden vor ca. 232 – 221,5 Millionen Jahren) finden sich – in relativ reiner Form – im Unterelberaum, Ostfriesland, dem südlichen Schleswig Holstein und der Deutschen Bucht. Wesentlich unreiner und geringmächtiger sind die Keupersalzvorkommen im Osten Deutschlands (Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Thüringen). Die Keuper-Salinarvorkommen sind in Abbildung 3-3 als braun gepunktete Flächen dargestellt.

Es können insgesamt acht Steinsalzlager unterschieden werden [8] [9], die zwischen 10 und 500 m Mächtigkeiten aufweisen und durch Tonstein- und Sulfathorizonte von unterschiedlicher Mächtigkeit voneinander getrennt sind. Kaliflöze im Keupersalinar sind nicht bekannt.

Die ungestörten Steinsalzlager des Keuper liegen zumeist in größerer Teufenlage >2.000 m. In Ansammlungen des Keuper-Salinars in Form von Salzstrukturen in Schleswig-Holstein sowie südlich der Elbe wurden mehr als 1.700 m mächtige, oft reine Steinsalzkörper erbohrt [5]. Dort liegen die Salzvorkommen teils <1.000 m, meist bei >1.200 m Tiefe (siehe hierzu Abbildung 3-1).

Eine Bohrung im Salzkissen Krummendeich erschloss in einer Teufe von ca. 930 m bis zur Endteufe von 2.000 m durchweg Keuper-Salinar des so genannten Halitlagers H mit Steinsalzlagen im Wechsel mit Tonlagen. Das Salzkissen Hardebek bei Bramstedt weist vermutlich ähnliche Verhältnisse bei Teufen <1.000 auf [10].

Jura-Salinar

Die jüngsten Steinsalzvorkommen Norddeutschlands finden sich in Sedimenten des Oberjura (Alter: ca. 142 – 141 Millionen Jahre). Die Salinare sind auf den Raum zwischen dem Emsland und dem Steinhuder Meer nördlich des Weser-Wiehengebirges beschränkt. Östlich der Weser sind nur geringmächtige Vorkommen bekannt. Das Vorkommen ist als violett schraffierter Bereich in Abbildung 3-3 ersichtlich.

Der Aufbau des Salinars zeigt meist eine enge Steinsalz-Tonstein-Anhydrit-Wechselagerung. Die primäre Mächtigkeit kann >1.000 m betragen (BGR 1995). Ähnlich dem Keuper-Salinar wurde Jura-

Salinar in Salzstrukturen akkumuliert. Die Teufenlage der Salzlager liegt innerhalb dieser Strukturen meist zwischen 500 und 1.000 m Tiefe und erreicht Maxima bis 2.000 m.

Tertiär-Salinar

Die jüngsten Salinarvorkommen Deutschlands wurden im Tertiär (Zeitintervalle Eozän/Oligozän) vor ca. 43 – 31 Millionen Jahren gebildet. Sie sind nur im Untergrund des Oberrheins im Südwesten Baden-Württembergs vorhanden. Die Vorkommen befinden sich größtenteils im Untergrund Frankreichs (Elsass) und gelangen etwa im Raum zwischen Müllheim und Bad Krozingen sowie bei Kehl (linksrheinisch von Strasbourg) und bei Rastatt unter deutsches Gebiet [11]. Diese Vorkommen sind als orangefarbene Flächen in Abbildung 3-3 dargestellt.

Das Salinar besteht aus reinen Steinsalzlagen von mehreren Metern Mächtigkeit im Wechsel mit Tonmergelsteinen. Der Aufbau gliedert sich in eine jeweils bis zu 300 m mächtige „Untere, Mittlere und Obere Salzfolge“. In der „Oberen Salzfolge“ im südlichsten Vorkommen treten zwei Kaliflöze von wenigen Metern Mächtigkeit auf. Entlang von Störungszonen des Oberrheingrabens konnte das Salinar diapirartig in bis zu mehrere Zehnerkilometer langen Salzmauern aufsteigen [7] [6]. Die östlichste Salzmauer (Struktur von Weinstetten) liegt etwa bei Buggingen, wo Kalisalz abgebaut wurde. Das Salinar erstreckt sich in Teufen von wenigen Zehnermetern über hunderte Metern bis zu >2.000 m. Die Salinarvorkommen von Kehl und Rastatt sind geringmächtiger (ca. 200 m).

3.3. Kriterien für den Kavernenbau

Der wirtschaftliche und sichere Betrieb eines Kavernenspeichers ist an die Einhaltung bestimmter geologischer und technischer Kriterien gebunden. Geologische Kriterien beziehen sich auf die räumliche Ausdehnung des Salinarvorkommens, das heißt, welche Teufenlage und Mächtigkeit sowohl als laterale Ausdehnung der auszusolende Steinsalzbereich besitzt und welche Zusammensetzung das Steinsalz hat - beispielsweise wie hoch der Anteil an unlöslichen Feststoffen bzw. an besonders leicht löslichen Kalium-/Magnesiumsalzen ist.

Zu den technischen Kriterien gehören infrastrukturelle Aspekte wie die Verfügbarkeit von Bauland oder die Möglichkeit der Errichtung neuer Kavernen im Umfeld bestehender Kavernenspeicher sowie realisierbare Möglichkeiten zur wirtschaftlichen und umweltgerechten Entsorgung der durch den Herstellungsprozess der Kaverne erzeugten Sole. Im Rahmen dieser Studie wird als infrastruktureller Aspekt nur die Soleentsorgung diskutiert.

Im Folgenden werden diese Kriterien im Detail erläutert.

3.3.1. Geologische Kriterien

a. Mächtigkeit des Salinarsvorkommen

Wie in Kapitel 1.2 dargestellt ist der Aufbau der Salinarvorkommen Deutschlands in der Regel heterogen. Die Zusammensetzung, genauer gesagt die Abfolge und Mächtigkeit der zur Solung geeigneten Steinsalzlagen und der nicht zur Solung geeigneten sonstigen Salinargesteine innerhalb der Salinarvorkommen, kann sowohl in vertikaler als auch in horizontaler Richtung variieren. Grundsätzlich sind nur die Teufenlage des Tops und die Basis eines Salinarvorkommens bekannt. Im Folgenden wird ein Kriterium für eine Mindestmächtigkeit eines innerhalb eines Salinars vorkommenden und zur Solung geeigneten Steinsalzlagers aufgezeigt.

Darüber hinaus können aufgrund der besseren Kenntnis über den Aufbau des Zechstein-Salinars bzw. Rotliegend-Salinars insbesondere durch zahlreiche Kavernenstandorte zusätzlich speziell auf diese Salinartypen angepasste Mächtigkeitskriterien aufgestellt werden.

Minimale Mächtigkeit eines solfähigen Steinsalzlagers

Die folgenden Angaben gelten allgemein für alle in Deutschland vorkommenden Schichtensalz-Salinare (außer für das Zechstein-Salinar) bzw. für Salzstrukturen des Jura- und Keuper-Salinars.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass eine Kaverne mindestens eine Höhe von ca. 100 m aufweisen muss, damit die Minimalanforderungen an eine wirtschaftliche Betriebsweise erfüllt sind. Aus gebirgsmechanischer Sicht werden zur Sicherstellung der Stabilität jeweils oberhalb und unterhalb der Kaverne Mindestanforderungen an Steinsalzbereiche gestellt – die so genannte Hangendschwebe bzw. Liegendschwebe – die nicht gesolt werden dürfen. Die Mächtigkeit für die Salz-Hangendschwebe wird mit mindestens 80 m, die für die Liegendschwebe mit mindestens 20 m angenommen. Daraus folgt, dass ein zur Solung geeigneter Steinsalzbereich eine vertikale Mächtigkeit von mindestens 200 m aufweisen sollte.

Minimale Mächtigkeit eines Schichtensalzvorkommens bzw. Salzkissens des Zechstein-Salinars

Der generelle Aufbau des Zechstein-Salinars ist in Kapitel 1.2 wiedergegeben. Die für den Kavernenbau geeigneten Steinsalzlager finden sich innerhalb der Staßfurt-Folge. Diese sollte gemäß obiger Darlegungen mindestens eine Mächtigkeit von 200 m aufweisen. Das Unterlager der Staßfurt-Folge bildet die im Allgemeinen 50 m mächtige Werra-Folge (Zechstein 1). Oberhalb der Staßfurt-Folge befinden sich die jüngeren Zechstein-Folgen (meist 3 – 5), die im Durchschnitt 250 m mächtig sind und generell aufgrund der Häufung von nichtsolfähigen Salinargesteinen für den Kavernenbau als ungeeignet gelten. Die jüngste Folge bildet den Topbereich des Zechstein-Salinars. Daraus ergibt sich speziell für das Zechstein eine geforderte Mindestmächtigkeit von 500 m bei Schichtensalz oder einem Salzkissen, da davon ausgegangen wird, dass bei einer geringeren vertikalen Ausdehnung auch die Mächtigkeit der Staßfurt-Folge abnimmt.

Minimale Mächtigkeit eines Salzstockes des Zechstein- bzw. Rotliegend-Salinars (Haselgebirge)

Die Oberfläche des Caprocks ist als Top der Salinarstruktur definiert. Der Caprock weist in der Regel Mächtigkeiten von 50 m bis 200 m auf. Hier wird ein Durchschnitt von 100 m Mächtigkeit angenommen. Unterhalb des Caprocks wird eine Hangendschwebe von ca. 200 m konventionell in Deutschland angesetzt. Die Liegendschwebe soll etwa 100 m betragen. Die Liegendschwebe wird hier ergänzend ausgewiesen. Aufgrund der meist großen Mächtigkeiten der solfähigen Steinsalzfolgen innerhalb eines Salzstockes kann deren Betrachtung jedoch auch vernachlässigt werden. Davon jedoch abgesehen, ergibt sich für eine Kaverne von 100 m Höhe eine geforderte Mindestmächtigkeit von 500 m für einen Zechstein-Salinar-Salzstock bzw. Doppelsalinar.

b. Teufenlage des Salinarvorkommens

Die Teufenlage einer Salzformation bzw. -struktur ist für den Kavernenbau und -betrieb von großer Bedeutung. So beeinflusst die Teufenlage, in der die Kaverne errichtet wird, den zulässigen Kaverneninnendruck und damit die resultierende Arbeitsgasmenge und die Randbedingungen für die Kraftwerksauslegung. Die nachfolgend getroffenen Annahmen beruhen auf Erfahrungswerten und sind analog der Festlegung einer Mindestmächtigkeit nicht universell gültig. Bei der Realisierung von Speicherprojekten ist daher eine Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung des geplanten Kraftwerkskonzepts und -betriebes und Einbezug gebirgsmechanischer Gutachter erforderlich. Im

Rahmen dieser Studie wird eine maximale Teufe von etwa 1.600 m für das Kavernendach angesetzt. Die sich unter Einbezug der Hangendschwebe (siehe Kapitel 2.1.1) ergebenden Maximalteufen für das Salztop werden auf eine Genauigkeit von 100 m gerundet.

Unter Salzqualität soll hier der Anteil an nichtlöslichen Bestandteilen im Steinsalz verstanden werden. Reines Steinsalz besteht zu 100 % aus NaCl (Halit). Dies kommt in der Natur praktisch nicht vor, da bei der Bildung des Steinsalzes gewöhnlich Beimengungen wie Anhydrit, Gips, Ton und Kalium- bzw. Magnesiumsalze in unterschiedlichen Mengen miteingeschlossen werden (siehe Kapitel 1.1). Diese Mitbestandteile des Steinsalzes können als Millimeter-große Kristalle fein verteilt oder in Form von Knollen, Bändern und Lagen von wenigen Millimetern bis zu mehreren Zentimetern reichen. Der Anteil dieser Bestandteile erreicht bei den meisten Steinsalzlagen üblicherweise bis zu 5 % im Durchschnitt wie beispielsweise beim Hauptsalz der Staßfurt-Folge des Zechstein-Salinar.

Wesentlich entscheidend bei der Beurteilung der Eignung eines Salinar zur Anlage von Speicherkavernen sind Vorkommen von Dezimeter bis Meter mächtigen Anhydrit-Ton- und Kali-/Magnesiumsalzlagen innerhalb des zur Solung ausgewählten Steinsalzbereiches. Während Anhydrit und Ton nur sehr schwer bis fast unlöslich sind, lassen sich Kalium- und Magnesiumsalze schneller als Halit auflösen. Ein vermehrtes Auftreten dieser Salze in der Gestalt von Flözen im Bereich der geplanten Kaverne kann während der Solung zu ungewollten Formveränderungen führen (siehe hierzu Abbildung 3-2).

	Solefähiges Steinsalzlager	Schichtensalz bzw. Salzkissen Zechstein-Salinar	Salzstock Zechstein- bzw. Rotliegend-Salinar
Teufe LZRS	1.600 m	1.600 m	1.600 m
Hangendschwebe	100 m	100 m	200 m
Zechsteinfolgen 3 – 5		250 m	
Caprock			100 m
Maximalteufe des Tops	1.500 m	1.250 m	1.300 m

Tabelle 3-1: Maximalteufe des Tops für solefähige Steinsalzlager, Schichtensalz bzw. Salzkissen und Salzstock Zechstein/Rotliegend-Salinar

c. Salzqualität

Allgemein verbleibt der Großteil der nichtlöslichen Feststoffe wie beispielsweise Anhydrit und Ton in der Kaverne und bildet den Kavernensumpf. Mit steigendem Anteil an Feststoffen im Steinsalz vergrößert sich auch das Volumen des Kavernensumpfes und damit verkleinert sich der zur Speicherung nutzbare Hohlraum. Im Kavernenbau besteht zwar kein festgeschriebener Maximalanteil für nichtlösliche Bestandteile im Steinsalz. Mit einer Überschreitung des Feststoffanteils von 25 – 30 % im Steinsalz werden jedoch die Grenzen der Wirtschaftlichkeit im Speicherkavernenbau erreicht.

3.3.2. Soleentsorgung

Eine der Voraussetzungen für die Errichtung von Kavernen ist die Nutzung oder umweltgerechte Entsorgung der während des Solvorganges anfallenden Sole. Die Menge der anfallenden Sole entspricht in etwa dem 8-fachen der verwendeten Frischwassermenge. Das genaue Verhältnis ist abhängig von den Eigenschaften des Steinsalzes – hauptsächlich von der Salzqualität – und vom Solvorgang.

Im Wesentlichen bestehen in Deutschland vier Möglichkeiten zur Soleentsorgung:

- Verwendung der Sole als Rohmaterial für die chemische oder Salzindustrie,
- Flutung von Salzbergwerken mittels Sole im Rahmen von Schließungen,
- Einleitung der Sole ins Meer oder in Brackwasserbereiche der Nordsee,
- Verpressung der Sole in unterirdische salinare Aquifere.

Ist ein potentieller Abnehmer von Salz als Rohstoff (chemische Industrie oder Salzproduzent) in ausreichender Entfernung zum zukünftigen Kavernenstandort vorhanden, ist zu klären, inwiefern die Anforderungen an die Sole als Rohstoff und an den benötigten Mengenbedarf den Solungsprozess beeinflussen. Die Errichtung einer Salzgewinnungsanlage für den Solprozess von Speicherkavernen wird aus wirtschaftlichen Gründen nicht als Option betrachtet.

Die Verbringung von Sole in den Untergrund kann zum einen über die Verpressung in saline Aquifere oder über die Flutung stillgelegter Bergwerke erfolgen. Während die Flutung geeigneter Bergwerke aus technischer Sicht gut realisierbar ist und zur Stabilisierung des Bergwerkes beitragen kann, ist die Verpressung in die salinaren Aquifere sehr komplex und mit Risiken behaftet. Daher wird diese Option in dieser Studie nicht als Soleverbringungsmöglichkeit berücksichtigt. Aber auch die Zahl der zur Flutung ausstehenden ehemaligen Steinsalz- bzw. Kalisalzbergwerke ist zunehmend rückläufig.

Aus diesen Gründen bildet die Einleitung der Sole ins Meer bzw. in die Brackwasserbereiche von Flussmündungen die gebräuchteste Soleentsorgungsmöglichkeit in der Kavernenindustrie. Voraussetzung bei dieser Option ist die Verdünnung der einzuleitenden Sole auf eine umweltverträgliche Konzentration unabhängig von den Gezeiten.

Der Transport von Sole mittels Pipelines ist aus Kosten- und Genehmigungsgründen nur über begrenzte Distanzen wirtschaftlich. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird diese Distanz auf 50 km begrenzt. Potentielle Steinsalzvorkommen, die sich in größerer Entfernung als 50 km zur Meeresküsten oder zu Soleabnehmern bzw. bekannten Salzbergwerken befinden, werden als nicht geeignet bewertet.

3.4. Bewertung der Salinarvorkommen für den Kavernenbau

Nachstehend werden die in Kapitel 1.2 beschriebenen Salinarvorkommen Deutschlands anhand der geologischen Kriterien sowie Soleentsorgungsmöglichkeiten des vorherigen Kapitels in Hinblick auf ihre Eignung zur Errichtung von Speicherkavernen bewertet. Es erfolgt eine Einordnung in nicht geeignete, mit Einschränkung geeignete und geeignete Salinarvorkommen.

3.4.1. Nicht geeignete Salinarvorkommen

Alpines Salinar „Haselgebirge“

Die Steinsalzvorkommen in den Berchtesgadener Alpen sind von ihrer Ausdehnung begrenzt. Es besteht demnach eine große Nutzungskonkurrenz mit den bestehenden Steinsalzgewinnungsbetrieben. Darüber hinaus ist die Lagerstätte geologisch kompliziert aufgebaut. Der Hauptgrund für die Nichteignung zur Anlage von Speicherkavernen ist dessen ungeachtet der hohe Feststoffanteil von durchschnittlich 50 %.

Buntsandstein- und Muschelkalk-Salinar

Abgesehen von der Tatsache, dass bislang keine Erfahrungen mit der Erstellung von Kavernen in den Salinarvorkommen des Buntsandsteins und des Muschelkalks bestehen, erreichen beide Salinartypen

nicht die geforderte Mindestmächtigkeit von 200 m. Auch die Kriterien zur Einhaltung einer minimalen sowie einer maximalen Rohrschuhteufe von 700 m bzw. 1.600 m werden aufgrund der in Norddeutschland zu tiefen Vorkommen von >2.000 m und in Süddeutschland aufgrund der meist zu flachen Vorkommen von <500 m nicht erfüllt. Damit sind die wichtigsten Voraussetzungen für den Kavernenbau nicht gegeben, weshalb diese Vorkommen als nicht geeignet angesehen werden.

Tertiär-Salinar

Die sich auf deutschem Gebiet befindlichen Salinarvorkommen am Oberrhein sind hinsichtlich ihrer Ausdehnung begrenzt. Lediglich das Vorkommen zwischen Müllheim und Bad Krozingen ist durch den Kalisalzabbau erschlossen worden. Über die weiter nördlich vorkommenden Tertiär-Salinare liegen keine genauen Kenntnisse vor. Durch den jahrzehntelangen Abbau des Kalisalzes bei Buggingen sind die für einen Kavernenbau verbleibenden Steinsalzvorkommen reduziert worden. Darüber hinaus weisen die Vorkommen aufgrund der tektonischen Prozesse im Oberrheingebiet komplizierte geologische Lagerungsverhältnisse auf. Aus diesem Grunde werden die Tertiärsalze nach derzeitigem Kenntnisstand für den Kavernenbau als ungeeignet eingestuft.

3.4.2. Mit Einschränkung geeignete Salinarvorkommen

Jura-Salinar

Es bestehen bislang keine Erfahrungen mit der Solfähigkeit von Jura-Salinar. Der bisherige Kenntnisstand zum Aufbau des Salinars widerspricht jedoch nicht einer prinzipiellen Eignung zur Anlage von Salzkavernen. Eine für den sicheren und wirtschaftlichen Kavernenbau ausreichende Mächtigkeit sowie Teufenlage der Steinsalz führenden Schichten des Oberjura werden in den Salzstrukturen Haselünne, Orthe und Alfhausen sowie Lembruch erwartet. Das Gleiche gilt für die Strukturen Georgsdorf-Wietmarschen und Lohne. Die erwähnten Strukturen sind als violett farbene Flächen in Abbildung 3-4 ersichtlich.

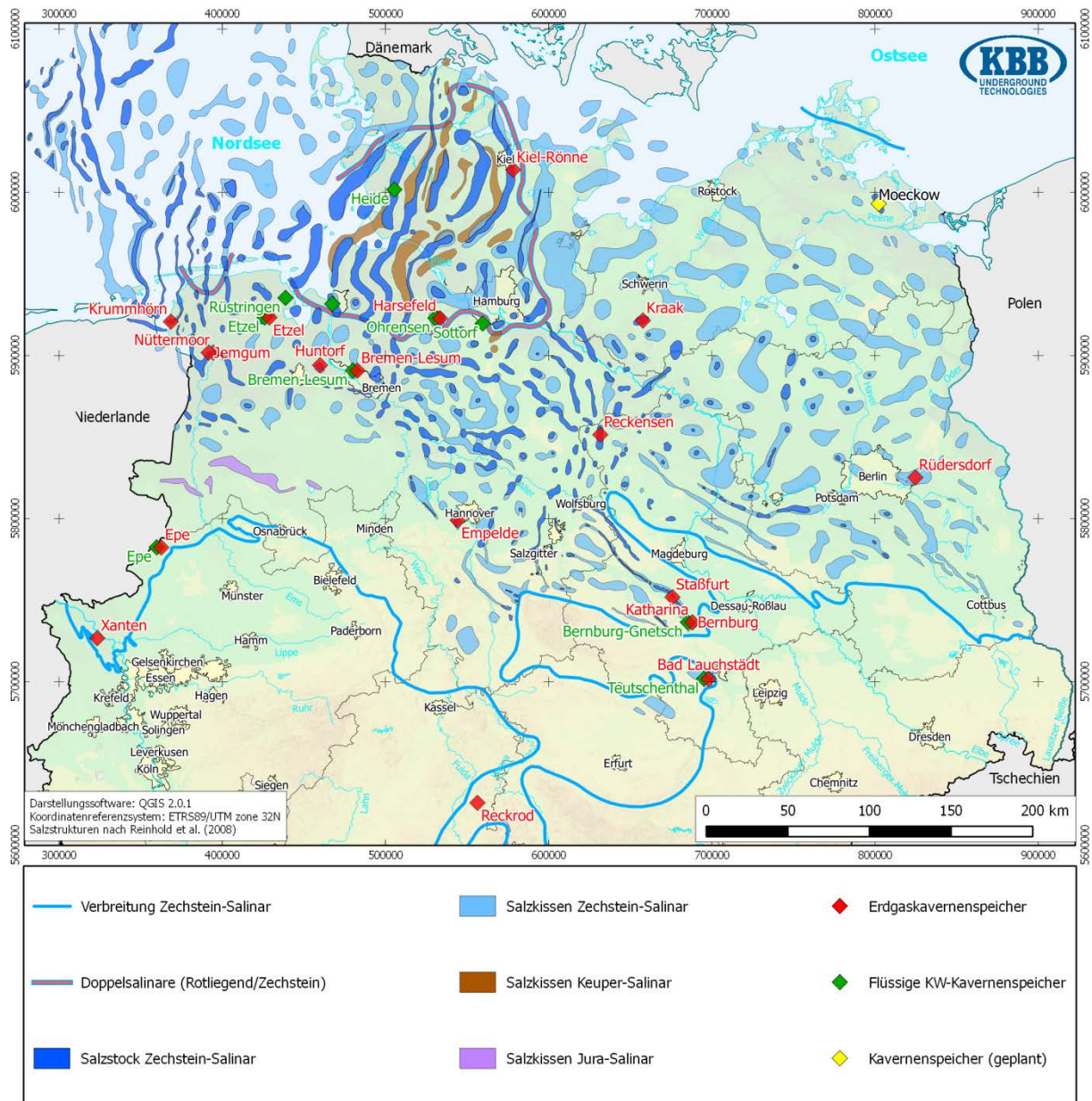


Abbildung 3-4: Verbreitung von Salzstrukturen und Speicheranlagen in Nord- und Mitteldeutschland

Die tatsächliche Eignung dieses Salinars innerhalb dieser Strukturen können jedoch nur weiterführende Untersuchungen klären. Für den Kavernenbau einschränkend sind die große Entfernung der Jurasalinare zum Küstengebiet und damit die hohen Kosten für die Entsorgung der Sole. Andere Soleentsorgungsmöglichkeiten müssen in Betracht gezogen werden. Eine mögliche Option ergibt sich vom Jura-Salinar-Salzkissen Lohne aus, das sich innerhalb der 40 km Begrenzung zur Salzindustrie der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen in Ahaus befindet.

3.4.3. Grundsätzlich geeignete Salinarvorkommen

Rotliegend-Salinar

Die Schichtensalzvorkommen des Rotliegend-Salinars kommen aufgrund der großen Teufenlage für den Kavernenbau nicht in Betracht. Das in den Doppelsalinar-Strukturen vorkommende „Haselgebirge“ hat vor allem in Schleswig-Holstein große Verbreitung. Das Verbreitungsgebiet der Doppelsalinare ist als rot-blaue Linie in Abbildung 3-4 dargestellt.

Die Toplage des Salinars liegt meist in 500 und 1.000 m Tiefe und damit in günstiger Lage für die Erstellung von Kavernen. Die erforderliche Mächtigkeit wird in den Salzstrukturen mehr als überboten. Die Salinarstrukturen liegen günstig im Bezug zu Küsten und damit vorteilhaft für die Entsorgung anfallender Sole. In dieser Hinsicht bieten sie einen Vorteil gegenüber der Nutzung des Zechstein-Salinars (s.u.) für zukünftige Kavernenprojekte.

Die Eignung des Salinars wird entscheidend vom variablen Gehalt an Nichtsalzgesteinen bestimmt. Speicherkavernen, die vollständig im Rotliegendesalinar gesolt wurden, befinden sich im Salzstock Heide (im Bereich des Kavernenspeichers Heide in Abbildung 3-4). Der ermittelte Gehalt an Feststoffen bei den Kavernen in Heide beträgt ca. 20 % [12] [13]. Zur Erreichung eines bestimmten Hohlraumvolumens müssen mit steigendem Feststoffgehalt auch größere Gesamtvolumina ausgesolt werden, andernfalls muss eine Verminderung des nutzbaren Kavernenvolumens in Kauf genommen werden. Der mögliche Einfluss dieser Bestandteile auf die Dichte dieses Salzgesteins für Wasserstoff ist Gegenstand geplanter Laboruntersuchungen.

Ein besonderer Vorteil des Rotliegend-Salinars im Vergleich mit dem Zechstein-Salinar (s.u.) ist das Fehlen von leichtlöslichen Kalium- bzw. Magnesiumsalzen. In den Doppelsalinar-Strukturen können komplizierte Verfaltungen zwischen Rotliegend-Salinar und dem Zechstein-Salinar auftreten. Im Übergangsbereich zwischen den Salinaren besteht die Möglichkeit des Auftretens von Kalium-/Magnesiumsalzen.

Zechstein-Salinar

Nahezu 95 % aller bestehenden Speicherkavernen in Deutschland wurden innerhalb des Zechstein-Salinars angelegt. Der Grund liegt in der weiten Verbreitung in Nord- und Mitteldeutschland, an der Konzentration des Salinars in Salzstrukturen und damit meist günstigen Teufenlage und ausreichenden Mächtigkeit sowie im geringen Feststoffgehalt der salzföhrnden Bereiche des Salinars.

Eine für die Errichtung von Kavernen günstige Teufenlage des Zechsteinsalinars bietet sich in Norddeutschland in wenigen Fällen innerhalb von Salzkissen, zum Großteil jedoch in Salzstöcken. Die Verbreitung der Zechstein-Salinarstrukturen ist in Abbildung 3-4 anhand von hellblauen bzw. dunkelblauen Flächen ersichtlich.

Die mächtigen und feststoffarmen Steinsalzschiechten der für den Kavernenbau bevorzugten Staßfurt-Folge des Zechsteins sind zwar meist im Zentrum der Salzstöcke konzentriert, jedoch variiert die Größe dieses Bereiches von Struktur zu Struktur. Im Übergangsbereich zu den jüngeren Zechstein-Folgen, die sich stärker in Nähe zum Salzstockrand konzentrieren, treten vermehrt leichtlösliche Kaliflöze bzw. nichtlösliche Anhydritfolgen auf (siehe hierzu Abbildung 3-2). Diese Salinar-Bestandteile können den Kavernenbau nachteilig beeinflussen. Ausreichende geologische Kenntnisse über den Aufbau des Salinars, die z.T. im Vorfeld von Kavernenbohrungen oder im Zuge dessen gewonnen wurden, helfen bei der erfolgreichen Planung und Erstellung eines Kavernenspeichers.

Für zukünftige Kavernenbauprojekte im Zechsteinsalinar in vertretbarer Nähe zum Meer sind in Norddeutschland im Vergleich zum „Haselgebirge“ des Rotliegend-Salinars weniger Salinarstrukturen vorhanden. Andererseits bestehen im Raum Gronau-Epe in Nordrhein-Westfalen mit der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen und im Raum Bernburg in Sachsen-Anhalt mit der European Salt Company Möglichkeiten zur Soleabnahme. Im Raum Staßfurt (Sachsen-Anhalt) könnte eine Soleabnahme durch das ansässige Sodawerk Staßfurt infrage kommen (zu den Standorten siehe Abbildung 3-4).

Keuper-Salinar

Das Keuper-Salinar befindet sich innerhalb seines Verbreitungsgebietes größtenteils in Teufen von >2.000 m und ist somit für den Kavernenbau nicht geeignet. Die Verbreitung der Keuper-Salinarstrukturen (alles Salzkissen) ist in Abbildung 3-4 als braune Flächen dargestellt. In einigen Salzstrukturen wie dem Salzkissen Krummendeich sowie dem Salzkissen Hardebek ist die Mächtigkeit des Keupersalinars auf >2.000 m erhöht und der Topbereich des Salinars befindet sich in Teufen von teilweise <1.000 m. Es handelt sich dabei um das oberste Salzlager (Halitlager H). Bislang liegen lediglich vom Kavernenstandort in Blexen (bei Bremerhaven) Erfahrungen über die Solfähigkeit dieses Salinares vor. Beim Salinar in den Bohrungen an diesem Standort handelt es sich um sehr reines, flach lagerndes Steinsalz [14]. Demnach widersprechen die bisherigen Kenntnisse nicht einer Eignung des Keuper-Salinares zum Kavernenbau. Ein besonderer Vorteil ist das Fehlen von Kali- bzw. Magnesiumsalzen. Ein Großteil der Salinare des Keupers liegt zudem in der Nähe zu Küsten, wodurch eine wirtschaftlich tragbare Soleentsorgung möglich ist.

Bei der Suche nach Standorten für zukünftige Kavernenbauprojekten sollte das Keuper-Salinar der genannten Salzstrukturen in Betracht gezogen werden. Es empfehlen sich hierzu allerdings weitergehende Eignungsprüfungen.

3.4.4. Fazit

Nach Ausschluss der Salinarvorkommen des Alpinen „Haselgebirges“, des Buntsandsteins und Muschelkalks sowie des Tertiärs unter Anwendung der generellen Kriterien für den Kavernenbau aus dem Kapitel 2 verbleiben als potentiell geeignete Vorkommen die des Rotliegend, des Zechsteins und des Keupers. Das als mit Einschränkung geeignet eingestufte Jura-Salinar wird aufgrund fehlender Erfahrungen im Kavernenbau und mangels ausreichender Soleentsorgungsmöglichkeiten im Nachfolgenden nicht weiter betrachtet.

In Abbildung 3-4 liegt ein besonderes Hauptaugenmerk auf der Toplage der Salinarvorkommen. Diese wurden größtenteils anhand veröffentlichter Kartenwerke [15] [16] [17] sowie Kartenservern im Internet [18] recherchiert. Die Strukturnamen basieren auf Reinhold et al. [19].

3.5. Salzkavernenspeicher in Deutschland

In Salzkavernen mit typischen Volumina von mehreren 100.000 m³ können große Mengen an Wasserstoff gespeichert und mit hohen Raten ein- und ausgelagert werden. So kann eine 500.000 m³ Kaverne ca. 4.000 t H²-Arbeitsgas bei einer Ein- und Auslagerungsrate von 13,5 t/h fassen. Für den betrachteten Zeitraum und die Durchführung von Demonstrationsprojekten ist eine solche Leistungsfähigkeit des Speichers nicht unbedingt erforderlich. Daher wird in dieser Studie ein besonderes Augenmerk auf bestehende Kavernenspeicher (siehe Abbildung 3-5) gelegt, um bestehende Bohrungen oder kleinere Kavernen, die für die Erdgasspeicherung aufgrund ihrer kleinen Volumina uninteressant sind, zu identifizieren. Weiterhin kann eine Nutzung bestehender Infrastrukturen zur Verkürzung des Realisierungszeitraums und Reduktion der Kosten führen.



Abbildung 3-5: Salzkavernenspeicher-Lokationen in Deutschland (mit dem ehemaligen Speicher Wesenberg für flüssige Kohlenwasserstoffe)

Bei der nachfolgenden Zusammenstellung wird daher auch das Ausbaupotential bestehender Speicheranlagen hinsichtlich einer potentiellen Wasserstoffspeicherung in Kavernen betrachtet. Es erfolgt dabei eine Unterscheidung zwischen Gaskavernen und Kavernen zur Speicherung von flüssigen Kohlenwasserstoffen, da negative Auswirkungen der verbleibenden Reste flüssiger Kohlenwasserstoffe auf die Gasqualität nicht auszuschließen sind.

Hinsichtlich des Zieles des Verbundprojektes Plan-DelyKaD wurde bei der Zusammenstellung herausgearbeitet, ob die jeweiligen Speicheranlagen im Bau bzw. Ausbau sind, sie das Potential zur Errichtung weiterer Kavernen besitzen und ob bisher nicht genutzte Bohrungen bzw. Kavernen vorhanden sind, die zur Errichtung einer Wasserstoffkaverne verwendet werden könnten.

In Abbildung 3-5 ist die Lage der Salzkavernenspeicher für Erdgas und flüssige Kohlenwasserstoffe in Deutschland ersichtlich. Die nachstehend zusammengestellten Daten der Speicherprojekte beruhen auf dem aktuellen Jahresbericht des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover, bzw. der darauf aufbauenden aktuellen Veröffentlichung Untertage-Gasspeicherung in Deutschland in ERDÖL ERDGAS KOHLE 129. Jg. 2013, S. 378ff. [20] sowie auf Angaben der Betreiber der Speicheranlagen. Im Falle von Abweichungen zwischen den Angaben des LBEGs und den Betreiberangaben wurden die vom Betreiber zur Verfügung gestellten Daten verwendet.

3.5.1. Salzkavernenspeicher für Erdgas in Deutschland

a. Erdgasspeicher Jemgum der astora GmbH & Co. KG

Eigentümer: WINGAS GmbH

Betreiber / Nutzer: astora GmbH & Co. KG

Lage: Jemgum, Niedersachsen, nordwestlich von Leer (Ostfriesland)

Historie: Im Juli 2008 begann der Bau des Speichers, im August 2013 startete die Gaserstbefüllung.

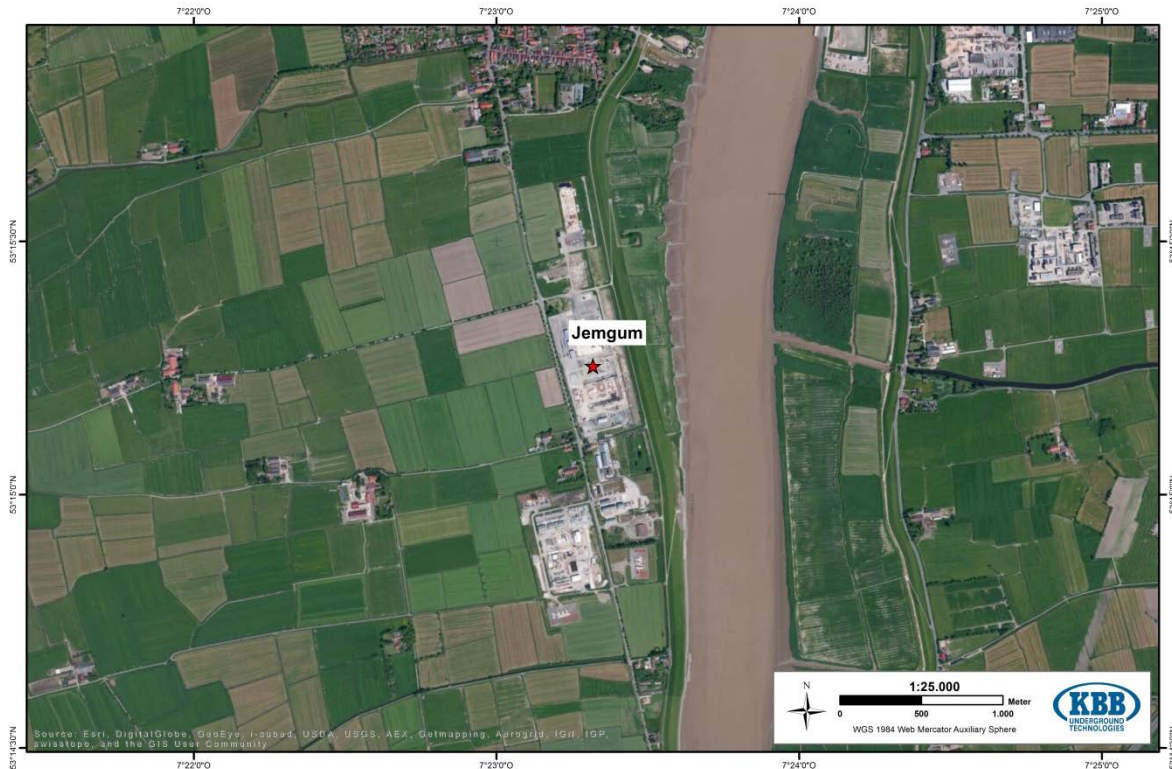


Abbildung 3-6: Lage des Erdgasspeichers Jemgum der astora GmbH & Co. KG

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	18 Kavernen sind in Planung, 10 davon im Bau
Teufenlage der Kavernen	1.000 – 1.600m
Typisches geom. Volumen	Ca. 750.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	Bis zu 1,2 Mrd. m ³ (geplant)
Soleentsorgung	Rysumer Nacken, Nordsee

Aussagen zu Plan-DelyKaD-Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

b. Erdgasspeicher Krummhörn der E.ON Gas Storage GmbH

Eigentümer: E.ON Gas Storage GmbH

Betreiber / Nutzer: E.ON Gas Storage GmbH

Lage: Südlich von Upleward, Niedersachsen, bei Emden (Ostfriesland)

Historie: Der Speicher ist seit 1977 in Betrieb. Von 2005 bis 2012 wurden Kavernen nachgesolt.



Abbildung 3-7: Lage des Erdgasspeichers Krummhörn der E.ON Gas Storage GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	3 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	1.500 – 1.800 m
Typisches geom. Volumen	260.000 – 660.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	111 Mio. m ³
Soleentsorgung	Außenems

Aussagen zu Plan-DelyKaD-Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja. Derzeit abgeschlossen
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Keine Angaben

c. Erdgasspeicher Kraak der E.ON Hanse AG

Eigentümer: E.ON Hanse AG

Betreiber / Nutzer: E.ON Hanse AG

Lage: Südwestlich von Rastow, Mecklenburg-Vorpommern, 25 km südlich von Schwerin

Historie: 1997 begann der Bau des Speichers. Die Inbetriebnahme erfolgte im Jahr 2000.

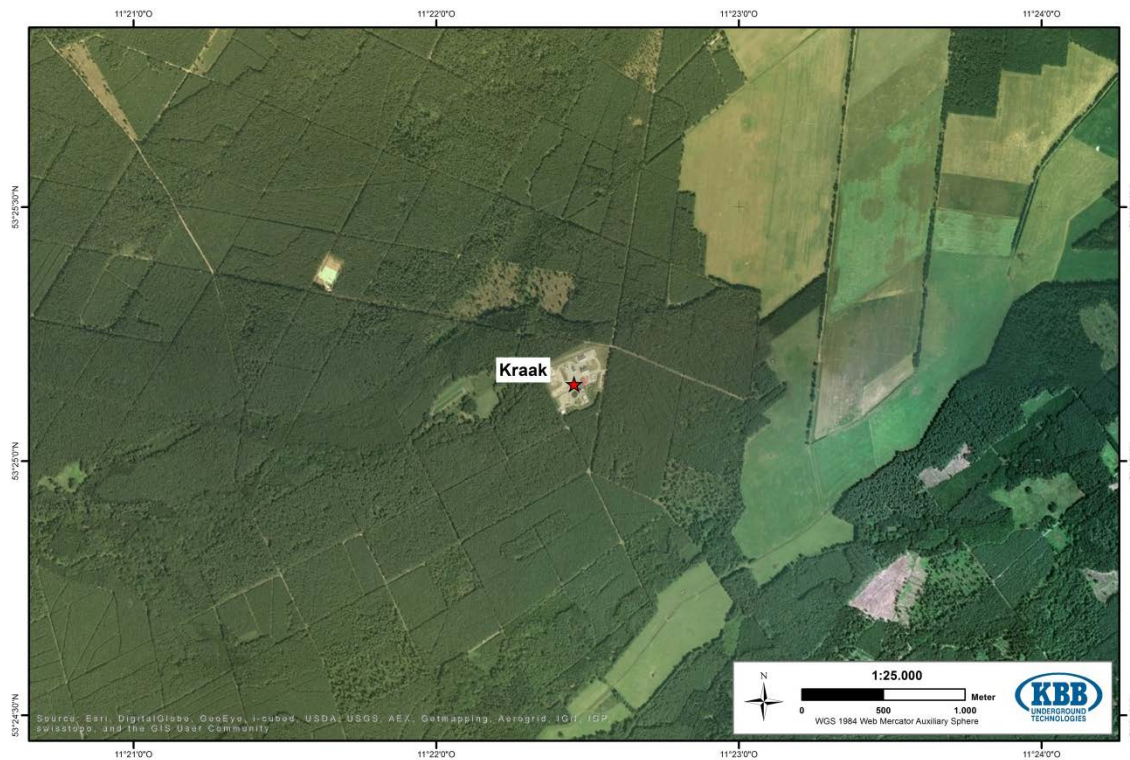


Abbildung 3-8: Lage des Erdgasspeichers Kraak der E.ON Hanse AG

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	4 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	900 – 1.450 m
Typisches geom. Volumen	430.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	280 Mio. m ³
Soleentsorgung	Entsorgung in eine Lagerstätte

Aussagen zu Plan-DelyKaD-Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja. Der Ausbau ist zunächst abgeschlossen.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Keine Angaben

d. Erdgasspeicher Katharina der Erdgasspeicher Peissen GmbH

Eigentümer: Erdgasspeicher Peissen GmbH, ein Unternehmen der VNG Gasspeicher GmbH und der Gazprom Germania GmbH

Betreiber / Nutzer: Erdgasspeicher Peissen GmbH

Lage: Bernburg, Sachsen-Anhalt, ca. 45 km südlich von Magdeburg

Historie: Der Vertrag wurde im Herbst 2011 abgeschlossen. Zum Start wurden bereits bestehende Kavernen an das Projekt übertragen. Weitere Kavernen werden erstellt.



Abbildung 3-9: Lage des Erdgasspeichers Katharina der Erdgasspeicher Peissen GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb, 10 weitere in Planung bzw. Bau.
Teufenlage der Kavernen	500 – 700 m
Typisches geom. Volumen	500.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	105 Mio. m ³ (in Betrieb) 600 Mio. m ³ (in Planung)
Soleentsorgung	Nutzung in der chemischen Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD-Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. Der Ausbau läuft voraussichtlich bis 2024.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Noch unklar
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

e. Erdgasspeicher Nütermoor der EWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: EWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: EWE Gasspeicher GmbH und andere Gasversorger

Lage: Leer OT Nütermoor (Ostfriesland), Niedersachsen

Historie: Keine Angaben

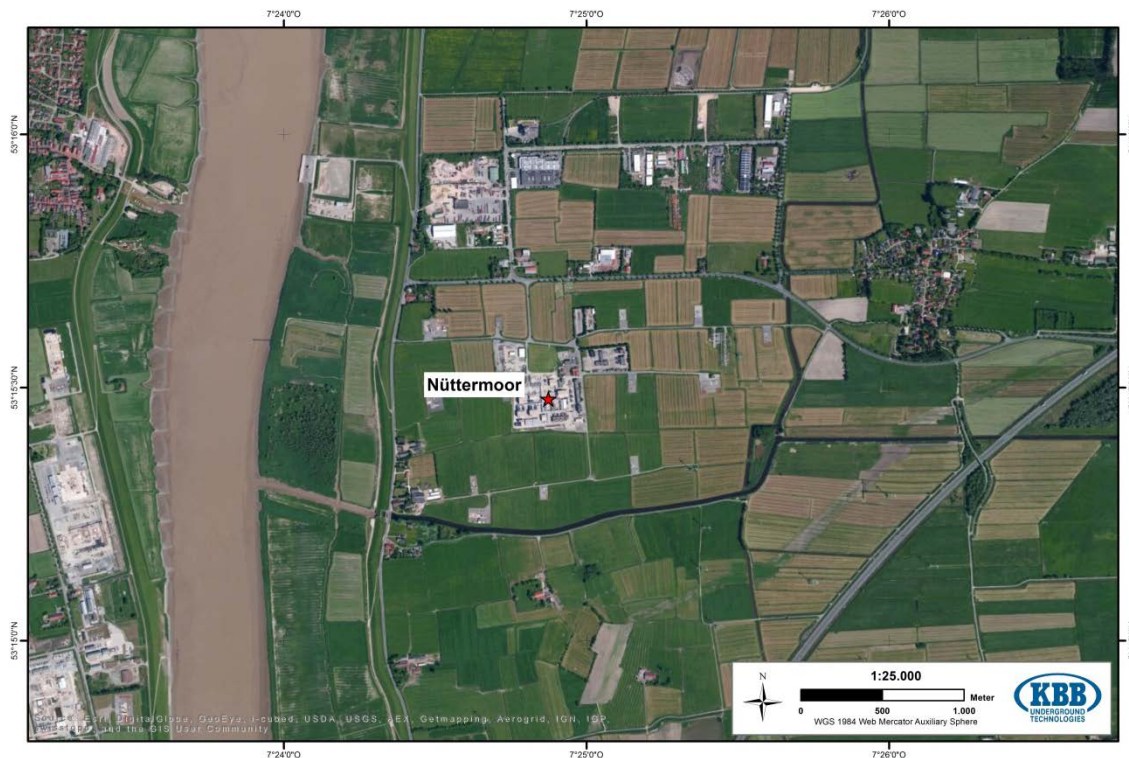


Abbildung 3-10: Lage des Erdgasspeichers Nütermoor der EWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	21 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	950 – 1.300 m
Typisches geom. Volumen	400.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	1,32 Mrd. m ³
Soleentsorgung	Keine Angaben

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja, aber begrenzt
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung(en): nein Solegefüllte Kaverne(n): möglich

f. Erdgasspeicher Jemgum der EWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: EWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: EWE Gasspeicher GmbH

Lage: Jemgum, Niedersachsen, westlich von Leer (Ostfriesland)

Historie: Im Juli 2008 begann der Bau des Speichers. Im April 2013 startete die Gaserstbefüllung.



Abbildung 3-11: Lage des Erdgasspeichers Jemgum der EWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	8 Kavernen sind im Bau
Teufenlage der Kavernen	950 – 1.400 m
Typisches geom. Volumen	400.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	320 Mio. m ³
Soleentsorgung	Rysum, Nordsee

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung(en): nein Solegefüllte Kaverne(n): möglich

g. Erdgasspeicher Huntorf der EWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: EWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: EWE Gasspeicher GmbH

Lage: Niedersachsen, bei Oldenburg, liegt in direkter Nachbarschaft zum Druckluftspeicherkraftwerk der E.ON.

Historie: Keine Angaben



Abbildung 3-12: Lage des Erdgasspeichers Huntorf der EWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	7 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	650 – 1.400 m
Typisches geom. Volumen	400.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	Ca. 310 Mio. m ³
Soleentsorgung	Weser

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

h. Erdgasspeicher Moeckow der EWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: EWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: Der Speicher ist noch in Planung

Lage: Moeckow, Mecklenburg-Vorpommern, ca. 20 km südöstlich von Greifswald

Historie: Anfang 2008 wurde die erste Bohrung erfolgreich beendet. 2008 und 2009 wurden seismische und gravimetrische Messungen vorgenommen. Der Planfeststellungsbeschluss und Rahmenbetriebsplan zur Errichtung des Speichers liegen vor.

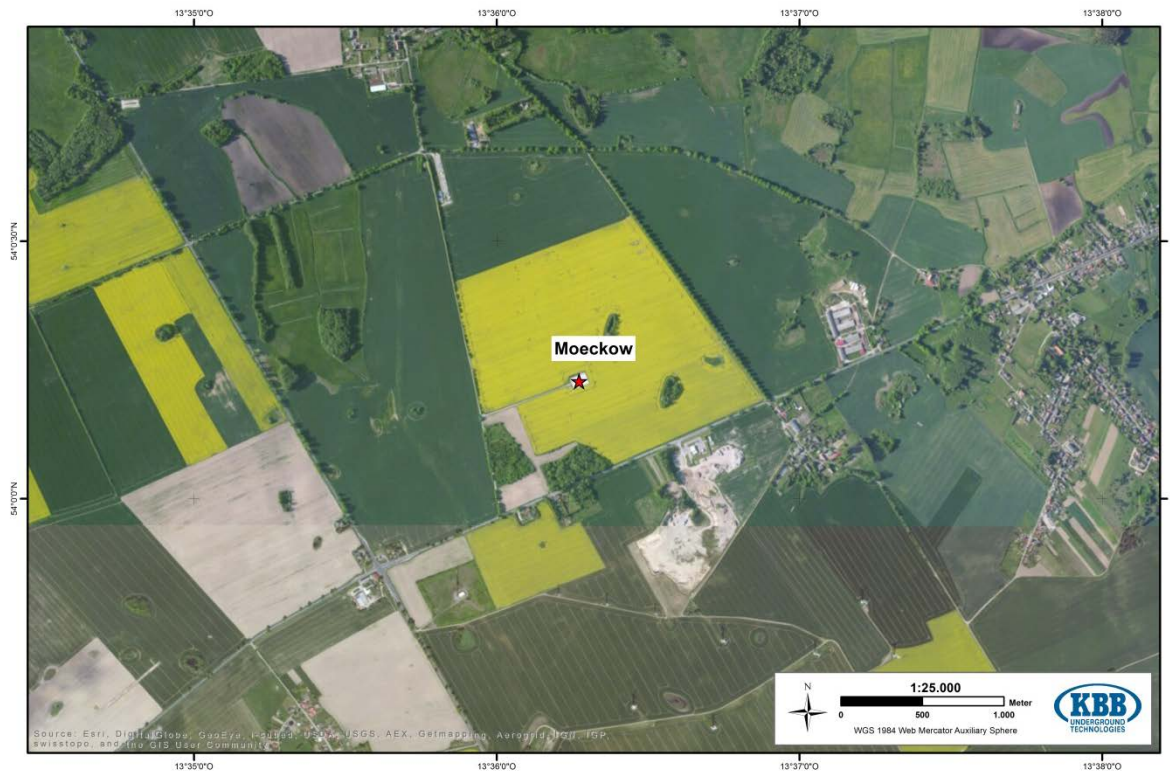


Abbildung 3-13: Lage des Erdgasspeichers Moeckow der EWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	24 Kavernen sind geplant
Teufenlage der Kavernen	Keine Angaben
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	2 Mrd. m ³
Soleentsorgung	Greifswalder Bodden (Ostsee)

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Bau hat noch nicht begonnen
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Für den Bau weiterer Kavernen als bisher geplant ist das Potenzial vorhanden.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung: ja Solegefüllte Kaverne(n): nein

i. Erdgasspeicher Rüdersdorf der EWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: EWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: EWE Gasspeicher GmbH

Lage: Rüdersdorf, Brandenburg, östlich am Stadtrand von Berlin

Historie: Im Jahr 1994 begannen die Planungen zu Errichtung des Speichers. Eine erste Bohrung wurde 1998 abgeteuft. Seit 2007 ist der Speicher in Betrieb.

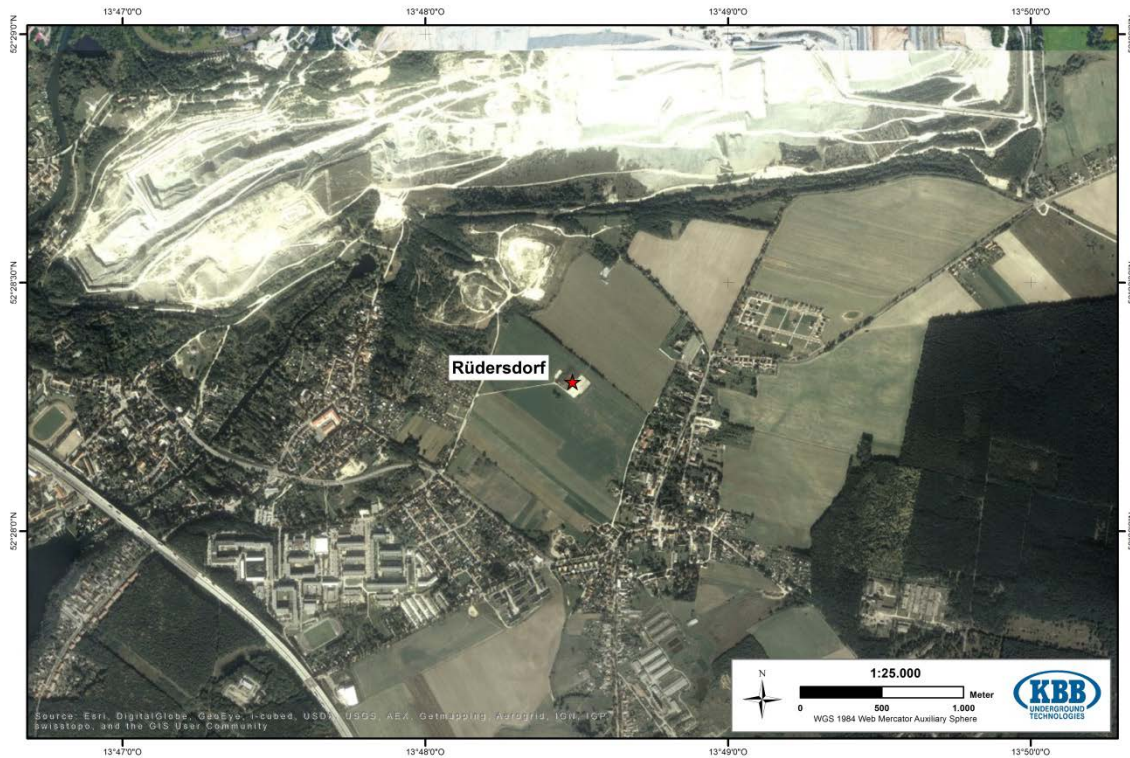


Abbildung 3-14: Lage des Erdgasspeichers Rüdersdorf der EWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	900 – 1.200 m
Typisches geom. Volumen	500.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	ca. 135 Mio. m ³
Soleentsorgung	Verpressung in Lagerstätte

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja, aber begrenzt
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung: ja Solegefüllte Kaverne(n): nein

j. **Erdgasspeicher Reckrod der Gas-Union GmbH**

Abbildung 3-15: Lage des Erdgasspeichers Reckrod der Gas-Union GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Werra-Zechstein; Schichtensalz gefaltet
Anzahl der Kavernen	3 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	800 – 1.100 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	110 Mio. m ³
Soleentsorgung	Verpressung im Plattendolomit

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja. Derzeit abgeschlossen
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja, aber begrenzt auf 1 Mio. m ³
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

k. **Erdgasspeicher Empelde der Gasspeicher Hannover GmbH (GHG)**

Eigentümer: Gasspeicher Hannover GmbH (GHG)

Betreiber / Nutzer: Gasspeicher Hannover GmbH (GHG)

Lage: Ronnenberg OT Empelde, Niedersachsen, südwestlich am Stadtrand von Hannover

Historie: Zwischen 1978 und 1987 entstanden die ersten drei Kavernen. Die Inbetriebnahme der ersten Kavernen erfolgte 1981. 2008 wurde eine 4. Kaverne fertiggestellt. Derzeit befindet sich eine 5. Kaverne im Bau.

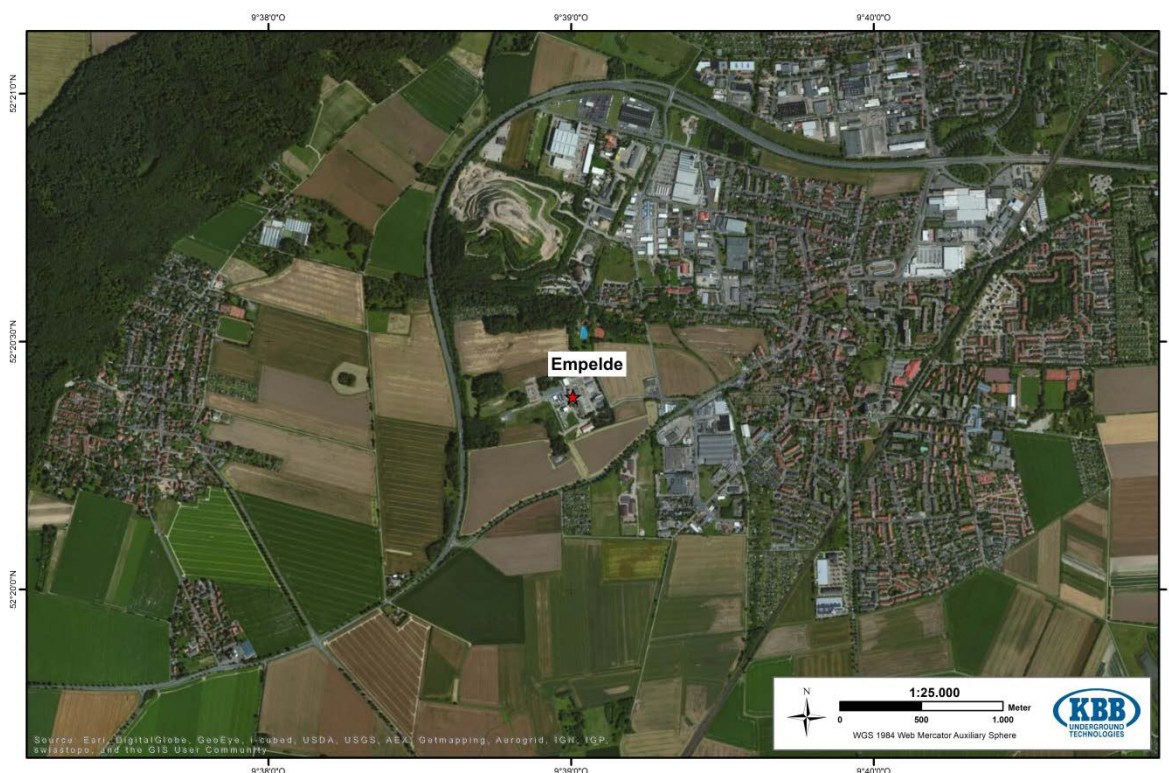


Abbildung 3-16: Lage des Erdgasspeichers Empelde der Gasspeicher Hannover GmbH (GHG)

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	4 Kavernen sind in Betrieb, eine weitere ist im Bau.
Teufenlage der Kavernen	ca. 1.300 – 1.800 m
Typisches geom. Volumen	160.000 – 650.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	450 Mio. m ³ nach Endausbau
Soleentsorgung	Flutung von Kalibergwerken. Die derzeitige Entsorgungsmöglichkeit ist gesichert bis 2017. Eine evtl. Verlängerung bis etwa 2020 ist denkbar.

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja. Mit der derzeit gebauten 5. Kaverne ist der Speicherbau abgeschlossen.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

I. Erdgasspeicher Etzel der IVG Caverns GmbH

Eigentümer:	IVG / IVG Kavernenfonds
Betreiber / Nutzer:	IVG Caverns GmbH (Betreiber), Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG, Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Chrystal“, EKB – Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG, ESE – Erdgasspeicher Etzel (Nutzer)
Lage:	Etzel, Niedersachsen, ca. 20 km südwestlich von Wilhelmshaven
Historie:	1965 beschloss die Bundesregierung, eine nationale Rohölreserve anzulegen. Die IVG als Treuhänder beauftragte Salzgitter und Preussag. Diese gründeten 1971 die Kavernen Bau- und Betriebsgesellschaft (KBB), die das Projekt von 1971 bis 1978 umsetzte. Zwischen 1971 und 1973 wurden Bohrungen abgeteuft für 33 Kavernen. Der Solbetrieb begann 1974 und 1975 wurden die ersten Kavernen befüllt. Ab 1989 wurden die Kavernen z.T. umgerüstet zu Gaskavernen bzw. neue Gaskavernen erstellt. 1993 fand eine Erweiterung um sechs Kavernen statt. 2005 erwarb die IVG die Kavernenanlage von der Bundesregierung. Seit 2009 werden weitere Kavernen geplant und gebaut.



Abbildung 3-17: Lage des Erdgasspeichers Etzel der IVG Caverns GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	42 Kavernen
Teufenlage der Kavernen	700 – 1.800 m
Typisches geom. Volumen	650.000 m ³ – 850.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	Ca. 3,5 Mrd. m ³
Soleentsorgung	Jadebusen (Nordsee)

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. Der weitere Ausbau erfolgt derzeit. Ca. 20 Kavernen befinden sich in der Solphase.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Es gibt ein sehr großes gesichertes Potenzial. Insgesamt existieren 99 bereits genehmigte Standorte. Das Ausbaupotenzial ist auf insgesamt 144 Kavernen taxiert.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Ja. Bisher nicht genutzte Bohrungen oder Kavernen sind verfügbar. Bei Bedarf stehen geeignete Lokationen innerhalb kurzer Zeit zur Verfügung.

m. Erdgasspeicher Staßfurt der RWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: RWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: RWE Gasspeicher GmbH

Lage: Staßfurt, Sachsen-Anhalt, ca. 35 km südlich von Magdeburg

Historie: Keine Angaben

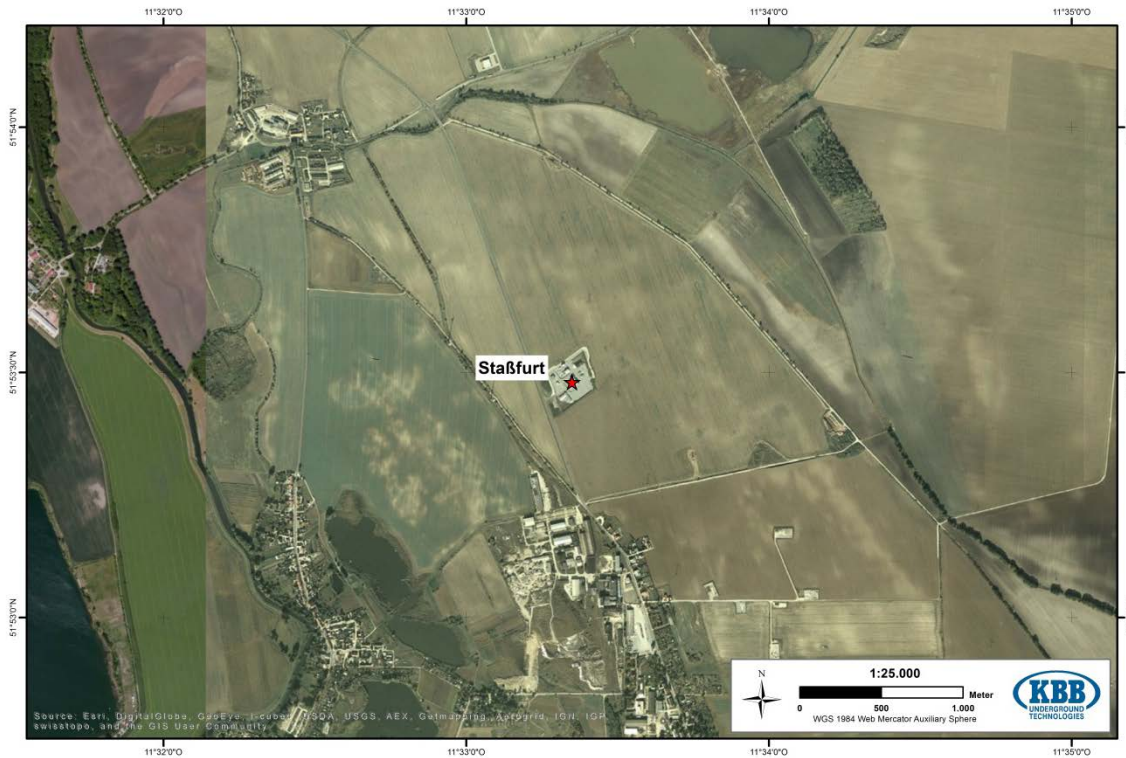


Abbildung 3-18: Lage des Erdgasspeichers Staßfurt der RWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	8 Kavernen sind in Betrieb, 4 weitere im Bau.
Teufenlage der Kavernen	400 – 1.130 m
Typisches geom. Volumen	300.000 m ³ – 600.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	382 Mio. m ³
Soleentsorgung	Nutzung in chemischer Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. Der Erdgasspeicher wird zurzeit um 4 Kavernen ausgebaut.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Das Potenzial ist vorhanden. Staßfurt hat aus geologischer Sicht großes Ausbaupotential. Für die Erdgasspeicherung werden noch einige Jahre Kavernen erstellt. Unabhängig davon wird die Sole für ein Sodawerk benötigt, d.h, es wird auch langfristig Hohlraum erstellt. Die Teufenverhältnisse sind sehr gut für Gasspeicher. Engpass ist die begrenzte Solerate.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrungen: keine Angaben Solegefüllte Kavernen: Ja. 4 Kavernen werden derzeit gesolt.

n. Erdgasspeicher Xanten der RWE Gasspeicher GmbH

Eigentümer: RWE Gasspeicher GmbH

Betreiber / Nutzer: RWE Gasspeicher GmbH

Lage: Östlicher Ortsrand von Xanten, Nordrhein-Westfalen, nahe der niederländischen Grenze am Niederrhein, 40 km nordwestlich von Oberhausen

Historie: Keine Angaben



Abbildung 3-19: Lage des Erdgasspeichers Xanten der RWE Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Schichtensalz (Zechstein)
Anzahl der Kavernen	8 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	ca. 1.000 m
Typisches geom. Volumen	69.000 m ³ – 300.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	185 Mio. m ³
Soleentsorgung	Vormals Nutzung in chemischer Industrie (Solvay). Eine Soleleitung Richtung Solvay noch vorhanden.

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ein weiterer Ausbau ist grundsätzlich möglich.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Geologisches Potenzial für weitere Kavernen ist vorhanden. Die Solung weiterer Kavernen würde allerdings voraussetzen, dass Soleverwerter Solvay in Reinigungsanlagen investiert und diese betreibt. Derzeit verarbeitet Solvay Sole aus Epe.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

o. Erdgasspeicher Epe der SGW

Eigentümer:	Salzgewinnungs Gesellschaft Westfalen (SGW)
Betreiber / Nutzer:	RWE, E.ON Gas Storage GmbH, ENECO Gasspeicher GmbH, NUON Epe Gasspeicher GmbH, Trianel Gasspeicher Epe GmbH, Zechstein Energy Storage GmbH
Lage:	Gronau, Nordrhein-Westfalen, nahe der niederländischen Grenze, ca. 50 km nordwestlich von Münster
Historie:	1972 begann die Soleförderung. Seit 1976 werden die daraus entstandenen Kavernen zur Öl- und Gasspeicherung genutzt



Abbildung 3-20: Lage des Erdgasspeichers Epe

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	Mehr als 100 Kavernen vorhanden, davon 70 als Gasspeicher.
Teufenlage der Kavernen	Unterhalb von 1.000 m
Typisches geom. Volumen	350.000 – 500.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	3,62 Mrd. m ³
Soleentsorgung	Nutzung in der chemischen Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. Der Speicher wird stetig erweitert wegen Soleproduktion.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Die Speicheranlage ist auf absehbare Zeit erweiterbar aufgrund vorhandener Salzrechte und Soleableitung.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	<p>Zementierte Bohrungen: Ja. Kavernenbohrungen sind vor kurzem abgeteuft worden, die zur H₂-Speicherung zur Verfügung stehen könnten.</p> <p>Solegefüllte Kavernen: Ja. Es existieren Kavernen, die eigentlich für die Ölspeicherung genutzt werden, die allerdings zurzeit unter Sole stehen.</p> <p>Eine Nutzung zur Gasspeicherung wäre denkbar, ist allerdings mit dem heutigen Eigner zu diskutieren.</p>

p. Erdgasspeicher Kiel-Rönne der Stadtwerke Kiel AG

Eigentümer: Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG

Betreiber / Nutzer: Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG

Lage: Rönne, südwestlich von Kiel, Schleswig-Holstein

Historie: 1971 erfolgte die Inbetriebnahme der ersten Kaverne als erste Gasspeicherkaverne überhaupt in Deutschland. 1996 folgte Inbetriebnahme der zweiten Kaverne. Eine dritte Kaverne soll 2014 gaserstbefüllt werden.

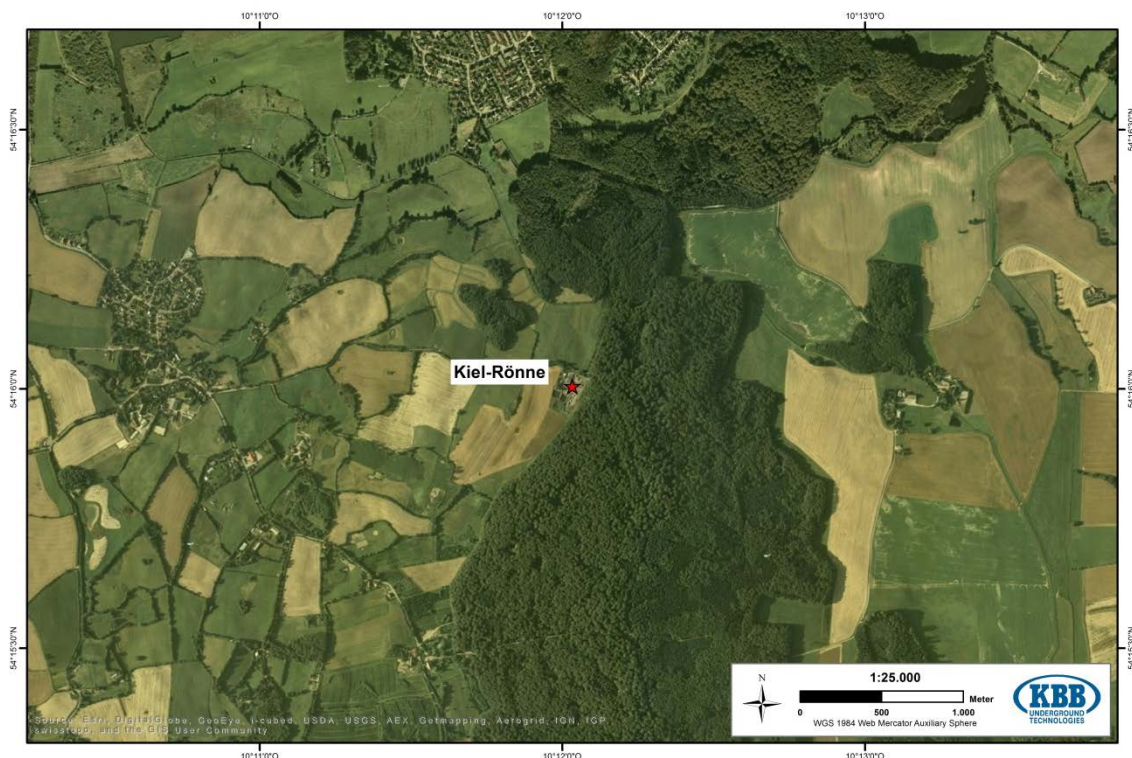


Abbildung 3-21: Lage des Erdgasspeichers der Kiel-Rönne der Stadtwerke Kiel AG

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom in Zechstein und Rotliegend
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb. Eine dritte ist fertig gesolt, komplettiert und soll 2014 gaserstbefüllt werden.
Teufenlage der Kavernen	Die ersten 2 Kavernen sind in einer Teufe zwischen 1.300 – 1.600 m gesolt worden. Die dritte Kaverne liegt in einer Teufe von 1.500 – 1.750 m.
Typisches geom. Volumen	25.300 m ³ , 363.000 m ³ , 509.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	122 Mio. m ³
Soleentsorgung	Brackwasserbereich der Schwentinemündung der Kieler Förde

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

q. Erdgasspeicher Bremen-Lesum der Storengy Deutschland GmbH

Eigentümer: Storengy Deutschland GmbH

Betreiber / Nutzer: Storengy Deutschland GmbH

Lage: Bremen-Lesum

Historie: Keine Angaben

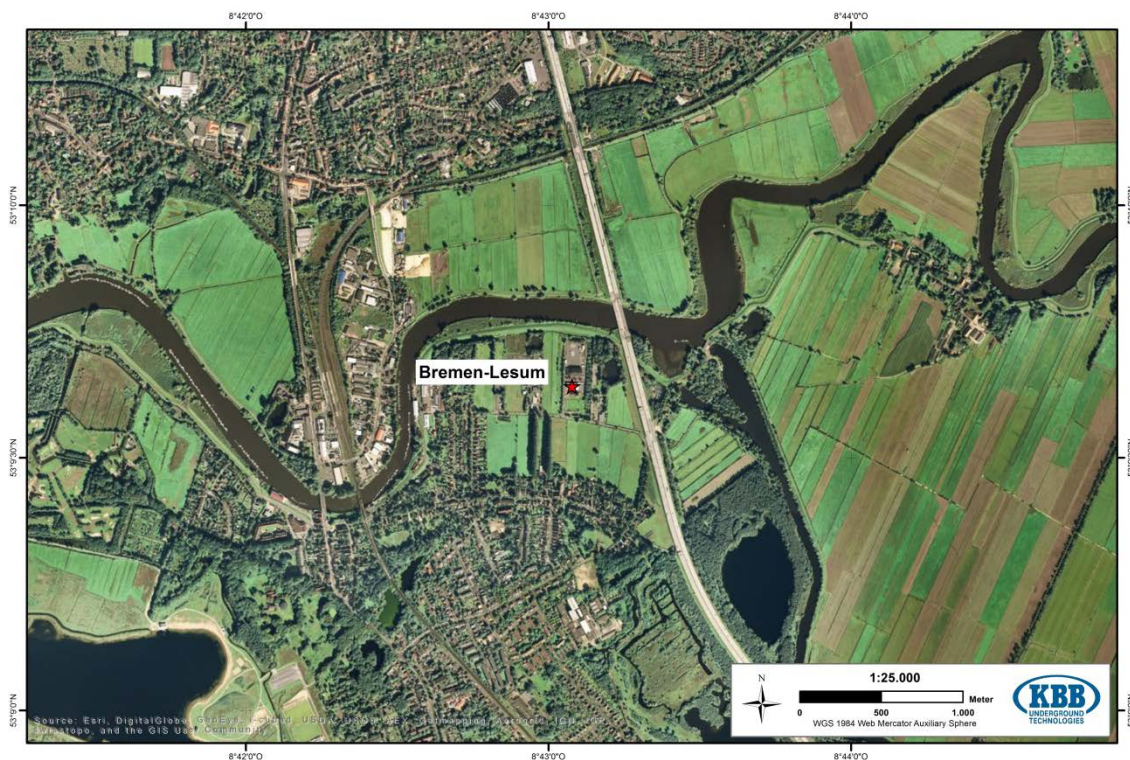


Abbildung 3-22: Lage des Erdgasspeichers Bremen-Lesum der Storengy Deutschland

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	1.300 – 1.780 m
Typisches geom. Volumen	600.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	158 Mio. m ³
Soleentsorgung	Weser

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja, aber begrenzt
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

r. Erdgasspeicher Harsefeld der Storengy Deutschland GmbH

Eigentümer: Storengy Deutschland GmbH

Betreiber / Nutzer: Storengy Deutschland GmbH

Lage: Hollenbeck / Harsefeld, Niedersachsen, ca. 17 km südlich von Stade

Historie: Seit 1992 in Betrieb

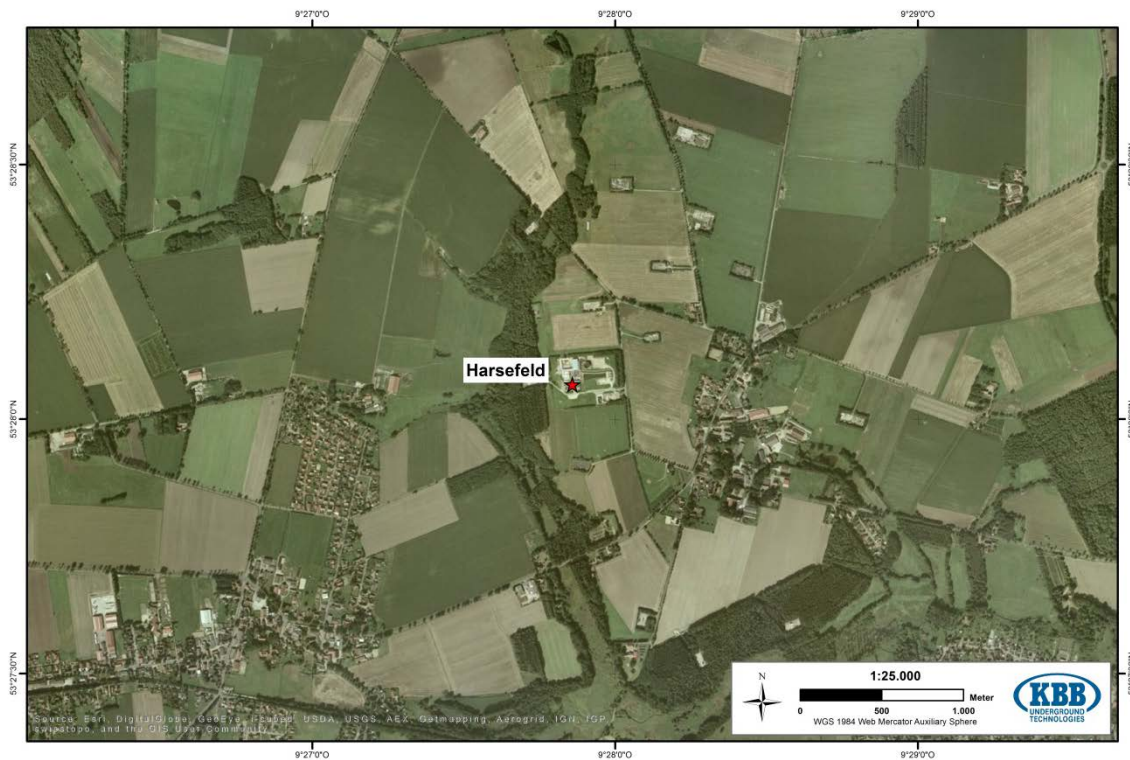


Abbildung 3-23: Lage des Erdgasspeichers Harsefeld der Storengy Deutschland GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb und Potenzial für eine weitere ist vorhanden
Teufenlage der Kavernen	1.100 – 1.700 m
Typisches geom. Volumen	500.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	120 Mio. m ³
Soleentsorgung	Nutzung in der chemischen Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

s. Erdgasspeicher Peckensen der Storengy Deutschland GmbH

Eigentümer: Storengy Deutschland GmbH

Betreiber / Nutzer: Storengy Deutschland GmbH

Lage: Nipkendey, Sachsen-Anhalt, 20 km südwestlich von Salzwedel

Historie: Keine Angaben

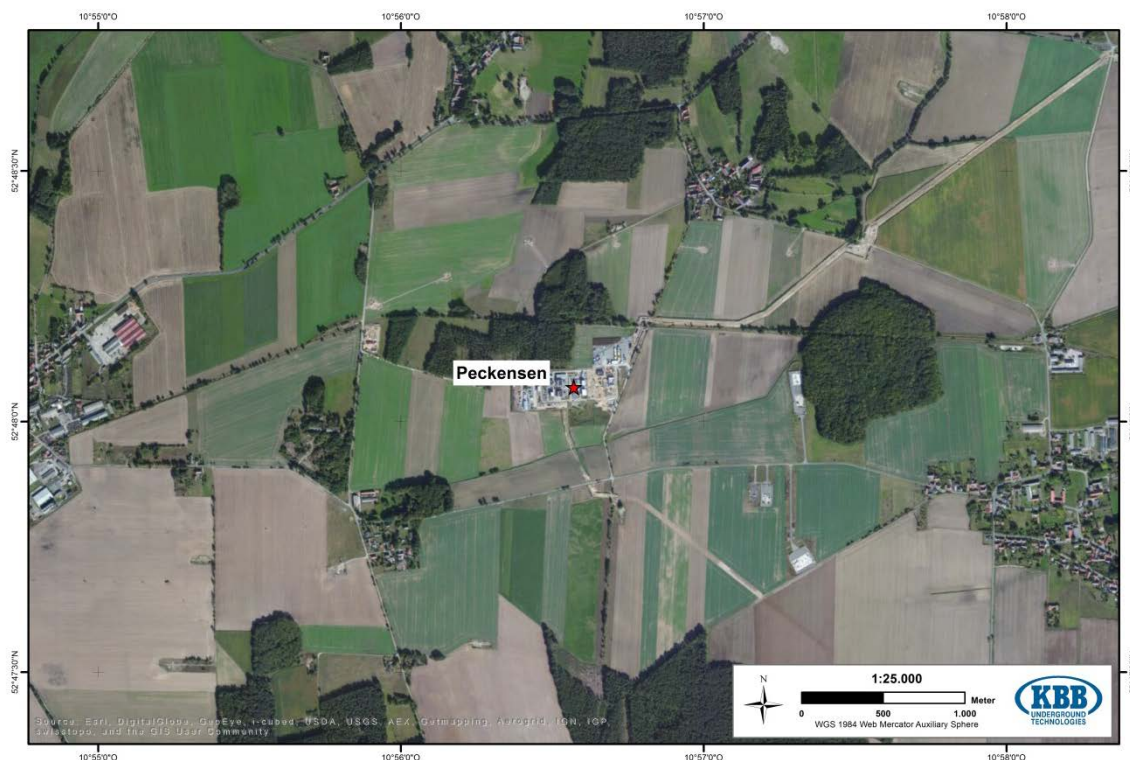


Abbildung 3-24: Lage des Erdgasspeichers Peckensen der Storengy Deutschland GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	3 Kavernen sind in Betrieb. 2 Kavernen sind im Bau, 10 geplant.
Teufenlage der Kavernen	1.200 – 1.500 m
Typisches geom. Volumen	700.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	220 Mio. m ³ (derzeit in Betrieb)
Soleentsorgung	Versenkung in Lagerstätte

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja. Bei derzeitiger Stufe wird der Ausbau 2014 abgeschlossen sein.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Eine Kapazität für 5 Kavernen ist vorhanden.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung: Ja. 1 Bohrung ist vorhanden. Solegefüllte Kaverne(n): Keine Angaben

t. Erdgasspeicher Bremen-Lesum der Swb Netze GmbH

Eigentümer: Swb Netze GmbH

Betreiber / Nutzer: Swb Netze GmbH

Lage: Bremen-Lesum

Historie: Keine Angaben

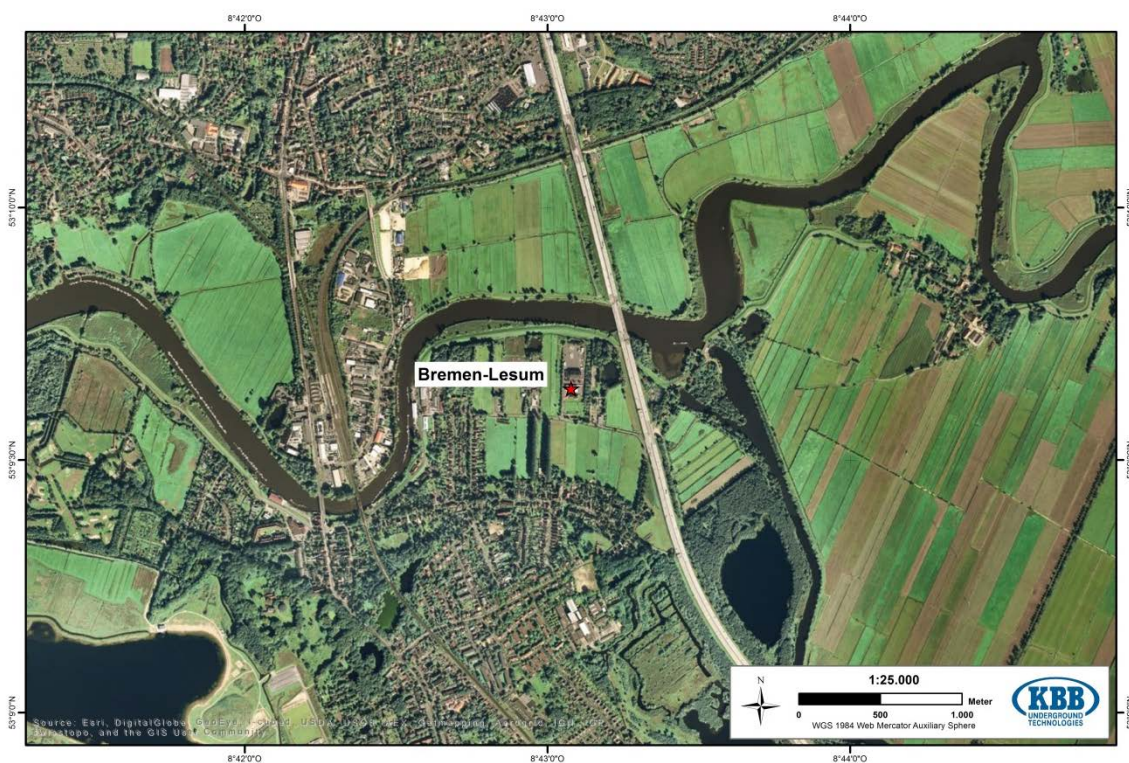


Abbildung 3-25: Lage des Erdgasspeichers Bremen-Lesum der Swb Netze GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	1.050 – 1.350 m
Typisches geom. Volumen	200.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	75 Mio. m ³
Soleentsorgung	Weser

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

u. Erdgasspeicher Bad Lauchstädt der VNG Gasspeicher GmbH

Eigentümer:	VNG Gasspeicher GmbH (VGS)
Betreiber / Nutzer:	VNG Gasspeicher GmbH (VGS)
Lage:	Bad Lauchstädt, Sachsen-Anhalt, bei Halle (Saale)
Historie:	Seit 1979 in Betrieb

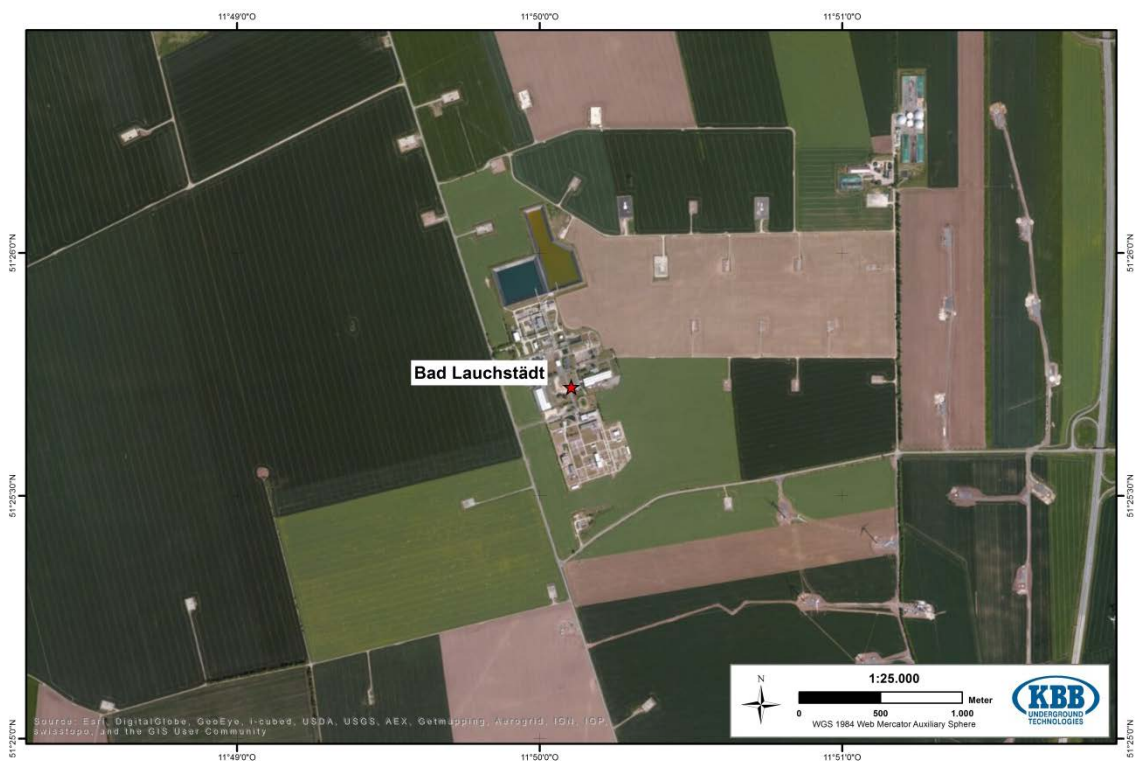


Abbildung 3-26: Lage des Erdgasspeichers Bad Lauchstädt der VNG Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	21 Kavernen insgesamt, 19 in Betrieb, 2 weitere sind geplant.
Teufenlage der Kavernen	Die Kavernen liegen in einer Teufe von 780 – 950 m. Die Erweiterung um 2 Kavernen soll im Teufenbereich von 880 – 1.150 m stattfinden.
Typisches geom. Volumen	300.000 m ³ (ältere Kavernen) 600.000 m ³ (neue Kavernen)
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	760 Mio. m ³
Soleentsorgung	Nutzung in chemischer Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Der Vertrag mit DOW für Soleabnahme geht bis nach 2020
Kapazität für Zusatzkavernen?	Noch unklar
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

v. Erdgasspeicher Bernburg der VNG Gasspeicher GmbH

Eigentümer: VNG Gasspeicher GmbH (VGS)

Betreiber / Nutzer: VNG Gasspeicher GmbH (VGS)

Lage: Bernburg, Sachsen-Anhalt, ca. 45 km südlich von Magdeburg

Historie: Seit 1975 in Betrieb



Abbildung 3-27: Lage des Erdgasspeichers Bernburg der VNG Gasspeicher GmbH

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	33 Kavernen sind in Betrieb, 2 sind geflutet.
Teufenlage der Kavernen	500 – 700 m
Typisches geom. Volumen	500.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	1,063 Mrd. m ³
Soleentsorgung	Nutzung in der chemischen Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja. Auf absehbare Zeit ist kein Ausbau zu erwarten, da keine Kapazität für Soleabnahme vorhanden ist. Die Soleabnahme erfolgt vollständig durch das Projekt Katharina.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. ESCO produziert Sole für verschiedene Nutzer (450 m ³ /h). Die entstehenden Kavernen werden von VGS genutzt, um Gas zu speichern. Die Speicheranlage ist auf absehbare Zeit erweiterbar wegen vorhandener Salzrechte und Solenutzung, nach Ablauf der Herstellung der Kavernen UGS Katharina.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung: Nein Solegefüllte Kaverne: Ja. Von 2 gefluteten Kavernen wird die Weiternutzbarkeit einer Kaverne geprüft.

3.5.2. Salzkavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe in Deutschland

a. Flüssiggas-Speicher Bernburg-Gnetsch der esco GmbH & Co. KG

Eigentümer: esco – european salt company GmbH & Co.KG

Betreiber / Nutzer: esco – european salt company GmbH & Co.KG

Lage: Bernburg, Sachsen-Anhalt, ca. 45 km südlich von Magdeburg

Historie: Seit 1969 in Betrieb



Abbildung 3-28: Lage des Flüssiggasspeichers Bernburg-Gnetsch der esco GmbH & Co.KG

Wesentliche Daten

Speichermedium	Propan
Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	2 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	510 – 680 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angabe
Speicher-Volumen (ges.)	Keine Angabe
Soleentsorgung	Sole dient zur Salzgewinnung

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	siehe Gaskavernen Bernburg
Kapazität für Zusatzkavernen?	siehe Gaskavernen Bernburg
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	siehe Gaskavernen Bernburg

b. Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Blexen der USG mbH

Eigentümer: Untertage-Speicher-Gesellschaft (USG) mbH

Betreiber / Nutzer: Untertage-Speicher-Gesellschaft (USG) mbH

Lage: Nordenham OT Blexen, Niedersachsen, Wesermündung, gegenüber von Bremerhaven

Historie: Keine Angaben



Abbildung 3-29: Lage des Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speichers Blexen der UGS mbH

Wesentliche Daten

Speichermedium	Rohöl, Benzin, Heizöl
Art der Salzformation	Salzdom im Keuper
Anzahl der Kavernen	8 Kavernen sind in Betrieb (4 für Rohöl, 3 für Benzin, 1 für Heizöl)
Teufenlage der Kavernen	640 – 1.430 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Speicher-Volumen (ges.)	Keine Angaben
Soleentsorgung	Weser

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Keine Angaben
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Keine Angaben

c. Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Bremen-Lesum des EBV

Eigentümer: Erdölbevorratungsverband (EBV)
 Betreiber / Nutzer: Nord-West Kavernen GmbH (NWKG)
 Lage: Bremen-Lesum, Bremen
 Historie: Baubeginn 1968

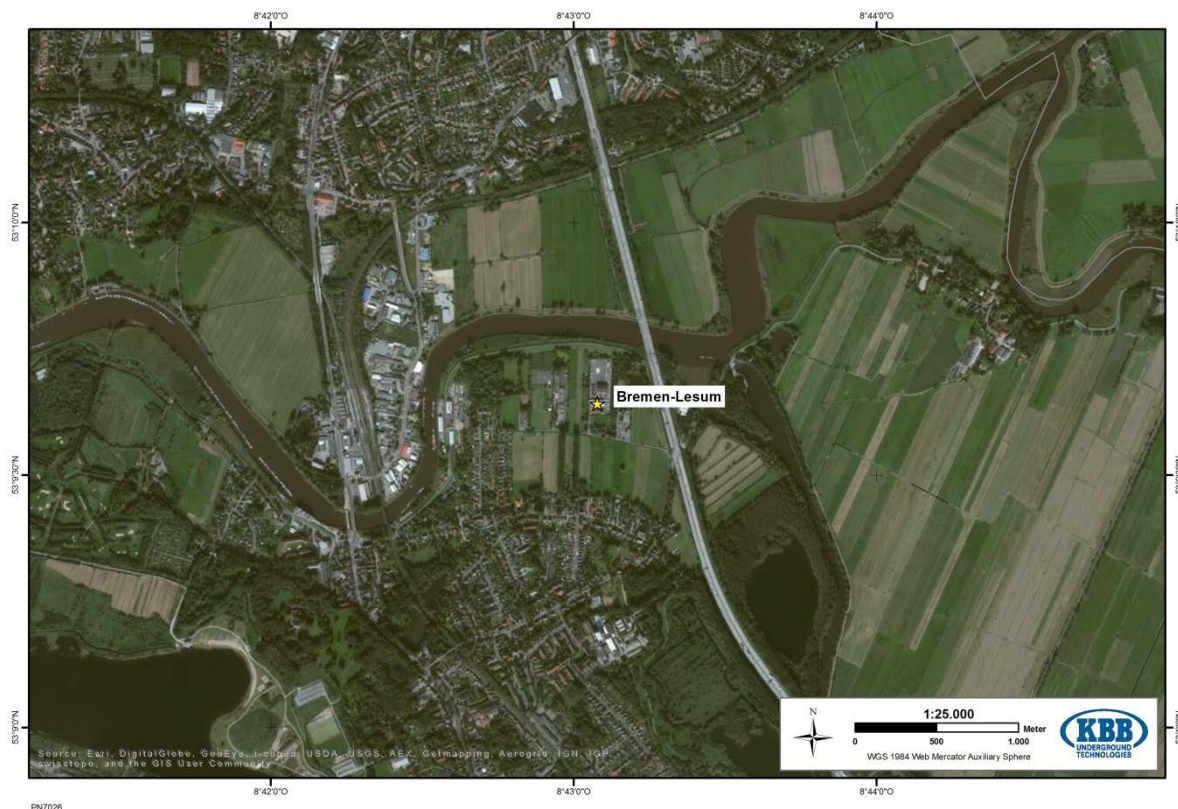


Abbildung 3-30: Lage des Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speichers Bremen-Lesum des EBV

Wesentliche Daten

Speichermedium	Diesel
Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	5 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	470 – 1.010 m
Typisches geom. Volumen	Bis 390.000 m ³
Speicher-Volumen (ges.)	1,28 Mio. m ³
Soleentsorgung	Weser

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Keine Angaben.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Keine Angaben

d. Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Heide des EBV

Eigentümer: Erdölbevorratungsverband (EBV); Die Kavernen H101, H105 und H106 befinden sich im Eigentum der Raffinerie Heide

Betreiber / Nutzer: Nord-West Kavernen GmbH (NWKG)

Lage: Heide-Hemmingstedt, Schleswig-Holstein, ca. 30 km nördlich von Brunsbüttel

Historie: Baubeginn 1973

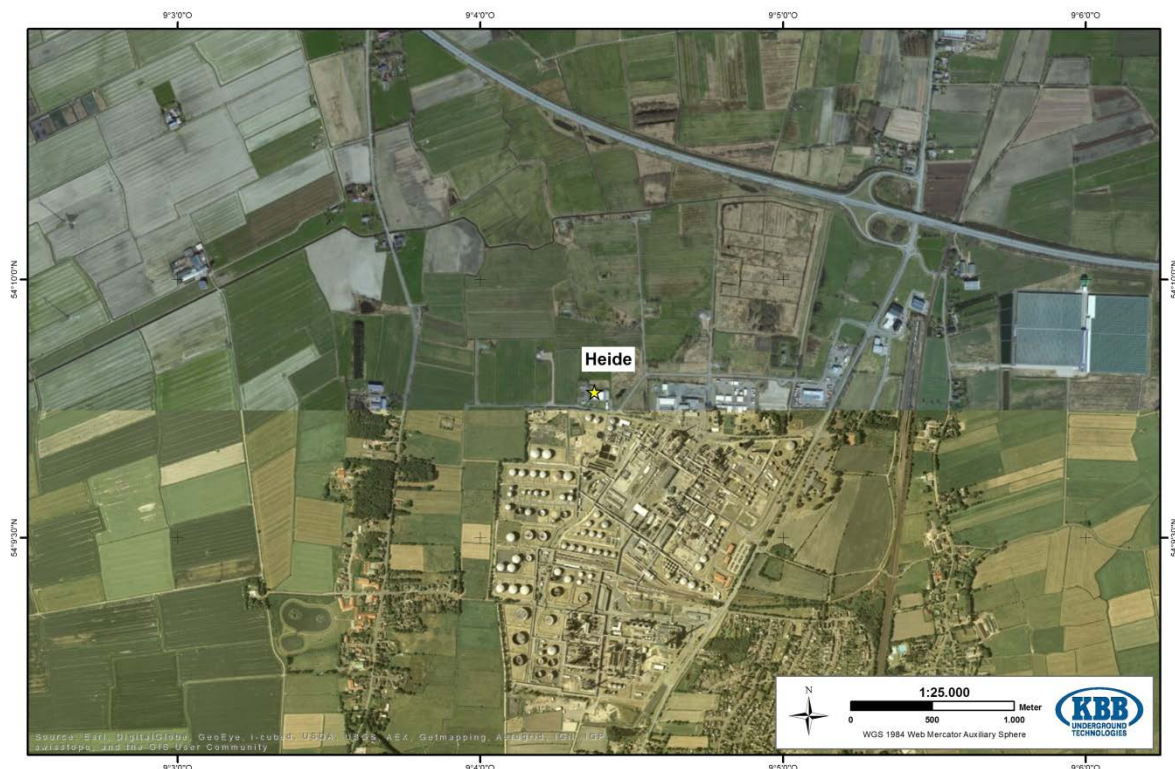


Abbildung 3-31: Lage des Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speichers Heide des EBV

Wesentliche Daten

Speichermedium	Rohöle, Diesel, Benzin
Art der Salzformation	Salzdom im Rotliegend
Anzahl der Kavernen	9 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	590 – 1.150
Typisches geom. Volumen	Bis 270.000 m ³
Speicher-Volumen (ges.)	Keine Angaben
Soleentsorgung	Nordsee

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Nein
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

e. Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Sottorf des EBV

Eigentümer: Erdölbevorratungsverband (EBV)

Betreiber / Nutzer: Nord-West-Kavernen GmbH (NWKG)

Lage: Gemeinde Rosengarten, Niedersachsen, ca. 20 km südlich von Hamburg

Historie: Baubeginn 1968

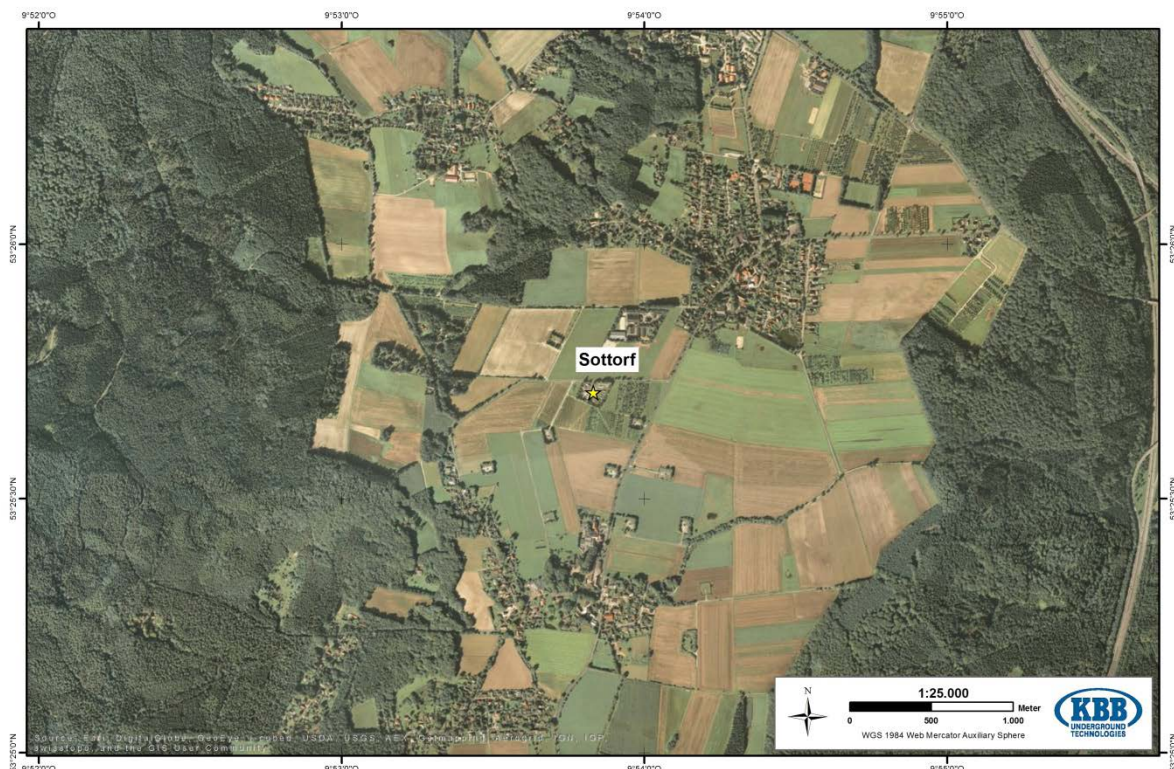


Abbildung 3-32: Lage des Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speichers Sottorf des EBV

Wesentliche Daten

Speichermedium	Rohöle, Diesel
Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	9 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	530 – 1.160
Typisches geom. Volumen	Bis 250.000 m ³
Speicher-Volumen (ges.)	1,2 Mio. m ³
Soleentsorgung	Ableitung zur Raffinerie in Hamburg-Wilhelmsburg via Pipeline; Einleitung in die Elbe; Abstoß nur im Rahmen des Speicherbetriebs genehmigt; keine Genehmigung für die Solung zusätzlichen Hohlraums vorhanden; Erweiterung der Genehmigung ist sehr unwahrscheinlich

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Geologisch schwierig
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Ja

f. Ölspeicher Wilhelmshaven-Rüstringen des EBV

Eigentümer:	Erdölbevorratungsverband (EBV)
Betreiber / Nutzer:	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG)
Lage:	Stadttrand von Wilhelmshaven, Niedersachsen
Historie:	Baubeginn 1968



Abbildung 3-33: Lage des Ölspeichers Wilhelmshaven-Rüstringen des EBV

Wesentliche Daten

Speichermedium	Rohöle
Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	35
Teufenlage der Kavernen	1.200 – 2.000 m
Typisches geom. Volumen	Bis 600.000 m ³
Speicher-Volumen (ges.)	8 Mio. m ³
Soleentsorgung	Ableitung zum Tanklager der Nord-West-Ölleitung GmbH, anschließend Entsorgung in die Jade (Nordsee)

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. Wird z.Z. ausgebaut. Geplanter Bau von insgesamt 4 neuen Kavernen, Beginn des Solbetriebes Mitte 2009
Kapazität für Zusatzkavernen?	Nein
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Nein

g. Ölspeicher Epe der SGW mbH & Co. KG

Eigentümer: Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) mbH & Co.KG

Betreiber / Nutzer: Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) mbH & Co.KG (Betreiber); BP (Nutzer)

Lage: Gronau (Westfalen), Nordrhein-Westfalen, nahe der niederländischen Grenze, 50 km nordwestlich von Münster

Historie: Seit 1974 in Betrieb

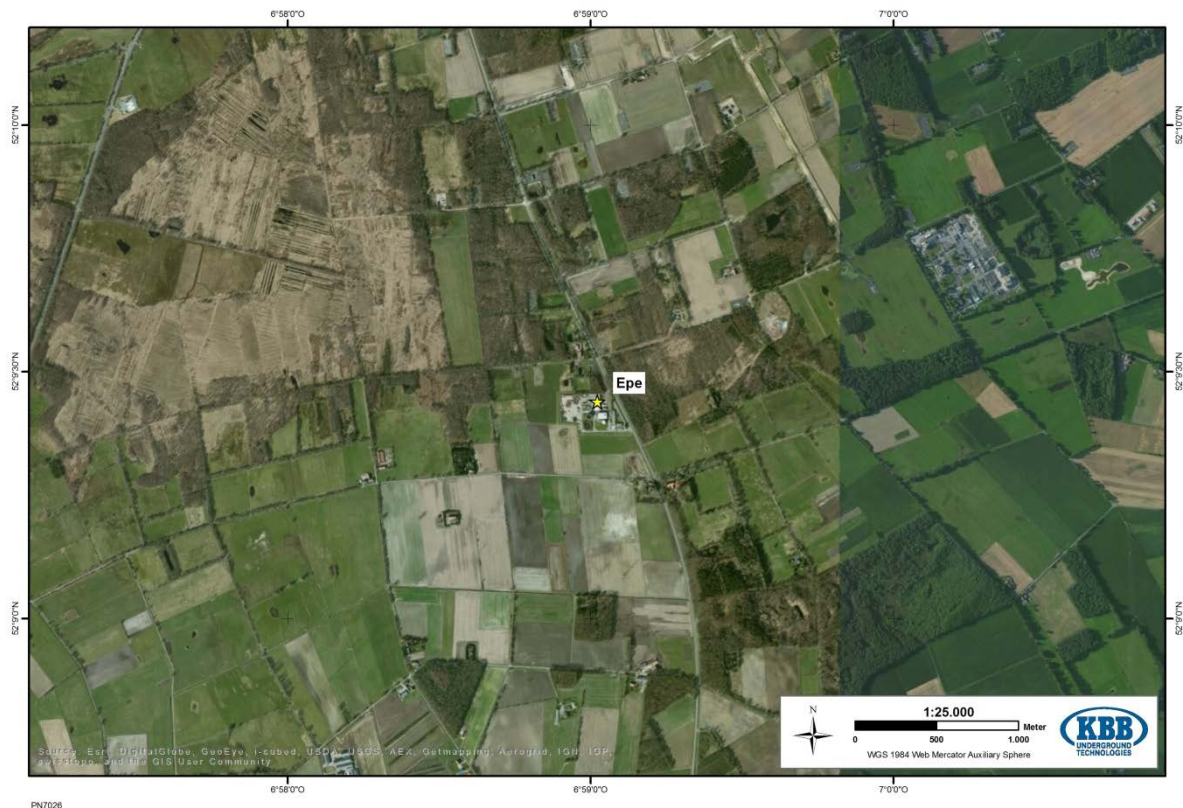


Abbildung 3-34: Lage des Ölspeichers Epe der SGW mbH & Co.KG

Wesentliche Daten

Speichermedium	Rohöl, Mineralölprodukte
Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	3
Teufenlage der Kavernen	1.000 – 1.400 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Speicher-Volumen (ges.)	3 Mio. m ³
Soleentsorgung	Nutzung in der chemischen Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Siehe Bemerkungen zu Gasspeicher Epe
Kapazität für Zusatzkavernen?	Siehe Bemerkungen zu Gasspeicher Epe
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Siehe Bemerkungen zu Gasspeicher Epe

h. Ölspeicher Etzel der IVG Caverns GmbH

Eigentümer: IVG / IVG Kavernenfonds

Betreiber / Nutzer: IVG Caverns GmbH

Lage: Etzel, Niedersachsen, ca. 20 km südwestlich von Wilhelmshaven

Historie: Die frühere Bundesrohölreserve besteht seit 1997 nicht mehr. Ein Teil der Kavernen wurde für die Erdgasspeicherung umgerüstet, siehe Ausführungen zu den Gasspeichern in Etzel.



Abbildung 3-35: Lage des Ölspeichers Etzel der IVG

Wesentliche Daten

Speichermedium	Rohöl, Mineralölprodukte
Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	23
Teufenlage der Kavernen	800 – 1.600 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Speicher-Volumen (ges.)	Über 10 Mio. m ³
Soleentsorgung	Jadebusen (Nordsee)

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Siehe Bemerkungen hierzu bei Gasspeicher Etzel
Kapazität für Zusatzkavernen?	Siehe Bemerkungen hierzu bei Gasspeicher Etzel
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Siehe Bemerkungen hierzu bei Gasspeicher Etzel

i. Ölspeicher Heide 101 der Klesh Group

Eigentümer: Klesch Group

Betreiber / Nutzer: Raffinerie Heide GmbH

Lage: Heide-Hemmingstedt, Schleswig-Holstein, ca. 30 km nördlich von Brunsbüttel

Historie: Keine Angaben

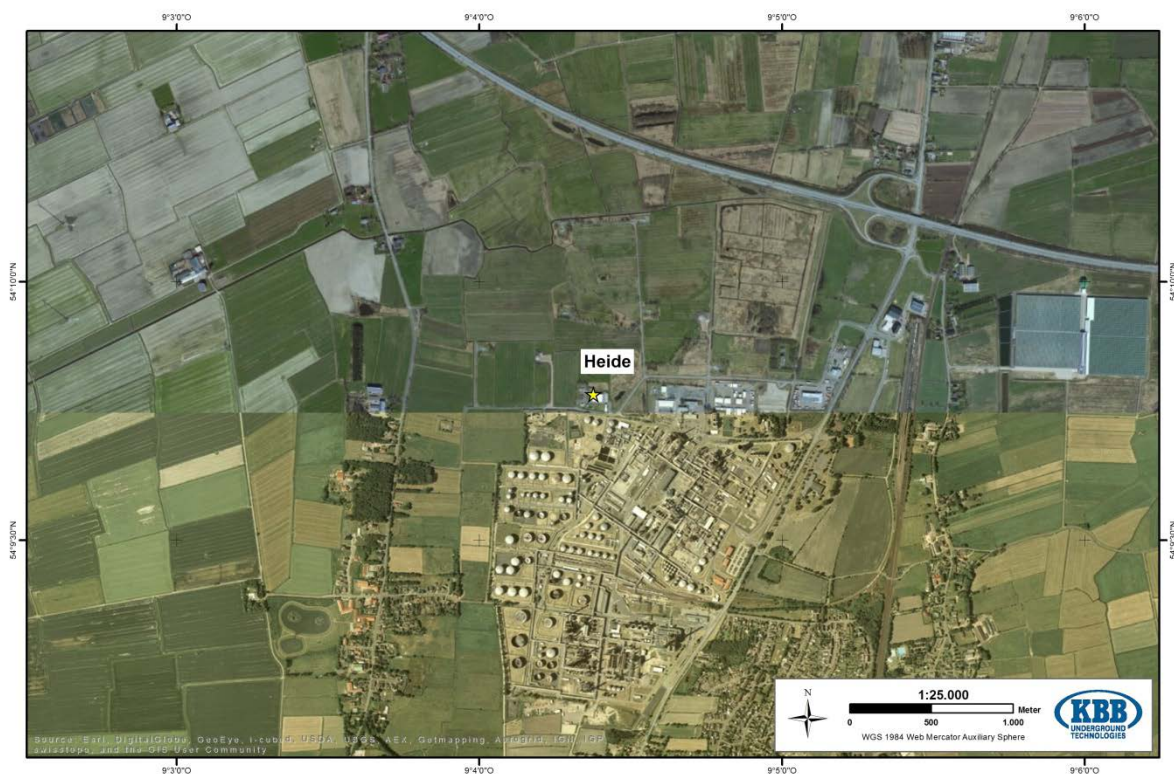


Abbildung 3-36: Lage des Ölspeichers Heide 101 der Klesh Group

Wesentliche Daten

Speichermedium	Butan
Art der Salzformation	Salzdom im Rotliegend
Anzahl der Kavernen	1
Teufenlage der Kavernen	660 – 760 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Speicher-Volumen (ges.)	Keine Angaben
Soleentsorgung	Keine Angaben

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Keine Angaben
Kapazität für Zusatzkavernen?	Keine Angaben
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Ja

j. Flüssiggas-Speicher Ohrensen der DOW

Eigentümer: DowDeutschland GmbH & Co. OHG

Betreiber / Nutzer: DowDeutschland GmbH & Co. OHG

Lage: Gemeinde Bargstedt, bei Harsefeld, Niedersachsen, ca. 17 km südlich von Stade

Historie: In Ohrensen wird Sole produziert, die in Stade als Rohstoff in der Chemieindustrie genutzt wird. Dabei entstehen Kavernen, die aufgrund ihres Volumens in der Regel nicht für die Nachnutzung als Speicher genutzt werden können. Eine geringe Zahl der Kavernen wurde allerdings von vornherein so ausgelegt, dass diese kleineren Kavernen auch als Produktspeicher nachgenutzt werden können.



Abbildung 3-37: Lage des Flüssiggas-Speichers Ohrsenen der DOW

Wesentliche Daten

Speichermedium	Ethylen, Propylen, EDC (außer Betrieb)
Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	3 Kavernen. 2 in Betrieb, 1 außer Betrieb (EDC) Daneben gibt es noch etwa 14 Solegewinnungs- kavernen mit erheblich größerem Volumen.
Teufenlage der Kavernen	800 – 1.100 m
Typisches geom. Volumen	300.000 m ³
Speicher-Volumen (ges.)	Keine Angaben
Soleentsorgung	Nutzung der Sole als Rohstoff für die chemische Industrie

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. In Stade geht es primär um die Produktion von Sole. Deshalb wächst der Kavernenhohlraum kontinuierlich.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Aus Pressemitteilungen geht hervor, dass sich Industrie und Politik mit der Anlage einer Wasserstoffkaverne beschäftigen.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Keine Angaben

k. Flüssiggas-Speicher Teutschenthal der DOW

Eigentümer: DOW Olefinverbund GmbH

Betreiber / Nutzer: DOW Olefinverbund GmbH

Lage: Teutschenthal, Sachsen-Anhalt, ca. 15 km von Halle (Saale)

Historie: Keine Angaben

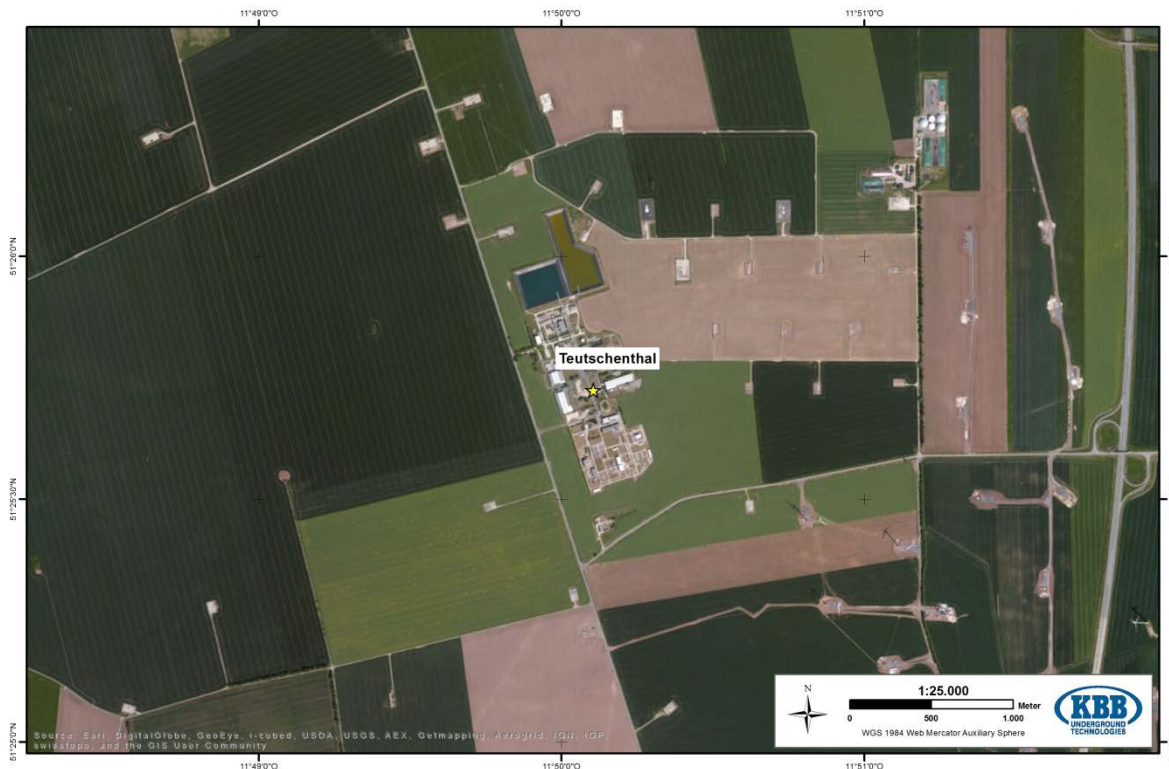


Abbildung 3-38: Lage des Flüssiggas-Speichers Teutschenthal der DOW

Wesentliche Daten

Speichermedium	Ethylen, Propylen
Art der Salzformation	Salzkissen im Zechstein
Anzahl der Kavernen	3 Kavernen sind in Betrieb
Teufenlage der Kavernen	700 – 800 m
Typisches geom. Volumen	Keine Angaben
Speicher-Volumen (ges.)	Keine Angaben
Soleentsorgung	Keine Angaben

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Nein. In Teutschenthal geht es primär um die Produktion von Sole. Deshalb wächst der Kavernenhohlraum kontinuierlich.
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Keine Angaben

I. Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speicher Wesenberg BVVG

Vorbemerkung: Die extrem kleinen Kavernen wurden zu DDR-Zeiten als Kerosinspeicher angelegt. Der Speicher wurde insbesondere wegen seiner günstigen Lage zur Metropole Berlin aufgenommen. Wegen Schwierigkeiten bei der Beschaffung aktueller Daten, beruhen die nachstehenden Daten z.T. auf nicht-öffentlichen Unterlagen, die in der Nachwendezeit potentiellen Investoren zugänglich gemacht worden waren. Nicht geklärt werden konnte deshalb der derzeitige Status der Kavernen.

Eigentümer: Bodenverwertungs- und verwaltungs GmbH, Berlin (BVVG)

Betreiber / Nutzer: Kein Betrieb; BVVG an Verkauf interessiert

Lage: Wesenberg, Mecklenburg-Vorpommern, ca. 35 km südwestlich von Neubrandenburg

Historie: Von 1973 bis 1981 gebaut



Abbildung 3-39: Lage des Flüssige-Kohlenwasserstoffe-Speichers Wesenberg

Wesentliche Daten

Art der Salzformation	Salzdom im Zechstein
Anzahl der Kavernen	4 Kavernen sind vorhanden, davon 1 endverwahrt.
Teufenlage der Kavernen⁴	Ca. 400 – 800 m
Typisches geom. Volumen	360 m ³ – 8 200 m ³ („Nutzvolumen“)
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	Keine Angaben
Soleentsorgung	Verpressung in Gesteinsschichten. Derzeit sind nur begrenzt Einrichtungen vorhanden zur Verpressung weiterer Sole.

Aussagen zu Plan-DelyKaD Aspekten

Ausbau des Speichers abgeschlossen?	Ja
Kapazität für Zusatzkavernen?	Ja. Generell ist der Erweiterung des vorhandenen Kavernenfeldes möglich. Die Realisierung wird auch sehr von der Möglichkeit der Soleverbringung abhängen.
Verfügbarkeit von bisher nicht genutzten Bohrungen bzw. Kavernen?	Zementierte Bohrung(en): Nein Solegefüllte Kavernen: Ja. 3 Kavernen sind solegefüllt und damit grundsätzlich nutzbar zur Gasbefüllung. Eine Kaverne ist bergmännisch verwahrt. Diese Angaben sollten bei Interesse nochmals überprüft werden.

3.6. Existierende Wasserstoffkavernen weltweit

Es werden nachfolgend die existierenden Kavernen zur Wasserstoffspeicherung vorgestellt. Die Zusammenstellung der Daten erfolgte durch das Institut für Raumfahrtssysteme, Abt. Raumtransporttechnologie, der Universität Stuttgart im Rahmen des AP6. Aufgrund des thematischen Zusammenhangs und einer besseren Auffindbarkeit werden die Ergebnisse bereits an dieser Stelle vorgestellt.

3.6.1. Wasserstoffkaverne Clemens Dome von CPChem

Eigentümer: Chevron Phillips Chemical Company (CPChem, Joint Venture zwischen Phillips 66 und Chevron, zuvor: Fa. Conoco Phillips)

Lage: Texas, USA

Historie: In Betrieb seit 1986

Teufenlage der Kaverne	850 – 1.150 m
Geom. Volumen	580.000 m ³
Druckspiel	7 – 13,5 MPa
Leistung	83,3 GWh (ca. 2 500 t H ₂)
Sicherheit	Keine Angaben
Synergien	Keine Angaben
Besichtigung	Nicht möglich

⁴ Es konnten keine genauen Zahlen für den Teufenbereich ermittelt werden

3.6.2. Wasserstoffkaverne Spindletop von Air Liquide

Eigentümer: Air Liquide

Lage: Texas, USA

Historie: Gaserstbefüllung war für Herbst 2013 geplant. In Betrieb seit 2014

Teufenlage der Kaverne	1.158 – 1.524 m
Geom. Volumen	906.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	85 Mio. Nm ³
Leistung	Keine Angaben
Druckspiel	6,8 – 20,2 MPa
Verrohrung / Zementation	Für die Rohre in der Kaverne werden speziell gegen Wasserstoffversprödung entwickelte Stähle eingesetzt (Arctic J55 Stahl, X4200 Legierung), die eine Lebensdauer von > 30 Jahre erreichen sollen. Der Einbau der Rohre erfolgt mit einem mit Additiven versetzten Zement der Fa. Halliburton.
Sicherheit	Die Dichtigkeit und Stabilität wird mit einem Stickstoff-Test bei 180 bar und einem Wasserdruck-Test (24 h, 210 bar) zur Detektion von (Gehäuse-)Leckage nachgewiesen. Gaschromatische Überwachung von Restkonzentrationen von N ₂ , CO ₂ , CO, CH ₄ , H ₂ S und Wassergehalt im Wasserstoff. Regelmäßige Prüfung an den Rohren hinsichtlich Versprödung und Risse. Überdruckventile obertage, aber kein unterirdisches Sicherheitsventil (USAV). Wartung der Kompressoren nach Herstellervorgaben. Nach 15 Jahren sind umfassende Inspektionen vorgesehen.
Synergien	Überlegungen, bei der Druckreduzierung von 70 bar auf 40 bar elektrische Energie zu erzeugen.
Nutzung des Wasserstoff	Lieferung an Raffinerien (Diesel, Benzin, Cracking). Der Betrieb richtet sich nach Bedarfsabruf (einige Stunden am Tag) und nach Wasserstoffverfügbarkeit. Nach Auslagerung aus der Kaverne wird der Wasserstoff in einer Zwischenstufe im Rahmen der Druckabsenkung auf Pipelinedruck getrocknet und gereinigt.
Besichtigung	Nicht möglich.

3.6.3. Wasserstoffkaverne Moss Bluff von Praxair

Eigentümer: Praxair. Der Bau der Salzkaverne wurde durch die Fa. Sabine Storage & Operations begleitet.

Lage: Liberty County, Texas, USA

Historie: In Betrieb seit 2007

Teufenlage der Kaverne	1.400 m (Endteufe)
Geom. Volumen	566.000 m ³
Arbeitsgasvolumen (ges.)	39,2 Mio. Nm ³
Leistung	80 GWh
Druckspiel	Keine Angaben
Verrohrung	Edelstahl-Rohr mit einem Durchmesser von 16 Zoll (= 40,6 cm)
Soleentsorgung	Verpressung in Aquifere
Planung	Die Kosten für den Bau der Kaverne wurden laut Betreiber auf 15 Mio. Euro geschätzt. Bei der Planung wurde die Öffentlichkeit informiert, es wurden Informationsveranstaltungen angeboten. Das Genehmigungsverfahren wurde innerhalb von 8 Monaten abgeschlossen.
Sicherheit	Überwachung der Werte für Wasser, CO ₂ , H ₂ S und CO im Wasserstoff mittels Sensoren. Alle 5 Jahre Integritäts- und Leckagetests mit Stickstoff; Sicherheitsventile unter dem Bohrkopf, aber keine unterirdischen Sicherheitsventile; permanente Überwachung des Drucks; Notfallpläne liegen bei den Behörden vor.
Synergien	Nein.
Nutzung des Wasserstoffs	Nutzung in der Petrochemie. Verkauf an andere Nutzer ist selten. Die Verdichtung auf Kavernendruck erfolgt über elektrisch betriebene, nicht ölfreie Kompressoren.
Besichtigung	Ist erfolgt.

3.6.4. Wasserstoffkaverne Teesside von Sabic Petrochemicals

Eigentümer: Sabic Petrochemicals

Lage: Teesside, UK

Historie: In Betrieb seit über 25 Jahren. Mit dem Bau der drei Kavernen wurde in den Jahren 1965 und 1966 begonnen. Fertigstellung war 1971 und 1972.

Anzahl der Kavernen	3
Teufenlage der Kavernen	350 – 380 m
Geometrisches Volumen	3 x 70.000 m ³
Arbeitsgas-Volumen (ges.)	
Druckspiel	4,5 MPa (const.)
Soleentsorgung	Einleitung von Sole ins Meer
Leistung	25 GWh
Sicherheit	Es existieren Sicherheitsregularien für die Drucksysteme (Bohrlochköpfe, Leitungen). Autosonische Messungen werden zur Bestimmung der Dicke der Bohrlöcher eingesetzt, um Korrosion zu bestimmen. Die Solepumpen werden alle 5 - 6 Jahre inspiziert. Die Rohre aus Karbonstahl API5CT J55 werden bei jeder Inspektion (alle 5 Jahre) ausgetauscht. Berstscheiben und diverse Ventile (Volumenstromregler, Bohrlochkopf, Rohrbruchventil, Remote Control Notaus-Ventil) auf der Wasserstoff- und Soleseite garantieren den Abbau überhöhten Drucks. Eine Vorhaltung von Stickstoff für Sicherheitsspülungen ist vorgesehen. Entwicklung von Risiko- und Notfallplänen. Es findet parallel eine einjährige Beobachtung der Umwelt statt.
Synergien	Mit Hilfe der sich erwärmenden Sole werden sowohl der eingespeiste Wasserstoff, als auch in der Umgebung liegende Gewächshäuser erwärmt.
Nutzung des Wasserstoffs	Verwendung in der Kunststoffindustrie. Es findet keine Trocknung des Wasserstoffs statt. Der Betrieb ist ausgeglichen und unterliegt keinen saisonalen Schwankungen.
Besichtigung	Ist erfolgt.

3.7. Abschätzung des Speicherpotentials für ausgewählte Lokationen in Nordrhein-Westfalen, Nordwest-Deutschland und Mittel-Deutschland

3.7.1. Einleitung

Im Rahmen der übergreifenden Bearbeitung der APs im Gesamtprojekt wurden von LBST drei Regionen vorgegeben, für die KBB UT die Daten der dort verfügbaren Erdgaskavernen-Speicherfelder in Verbindung mit einer Prognose hinsichtlich einer zukünftigen Nutzung zur Speicherung von Wasserstoff zusammengestellt hat.

Bei den drei Regionen handelt es sich um

- Nördliches Nordrhein-Westfalen,
- Nordwest-Deutschland im Bereich Oldenburg – Bremen – Hamburg,
- Mitteldeutschland im Bereich Magdeburg-Halle.

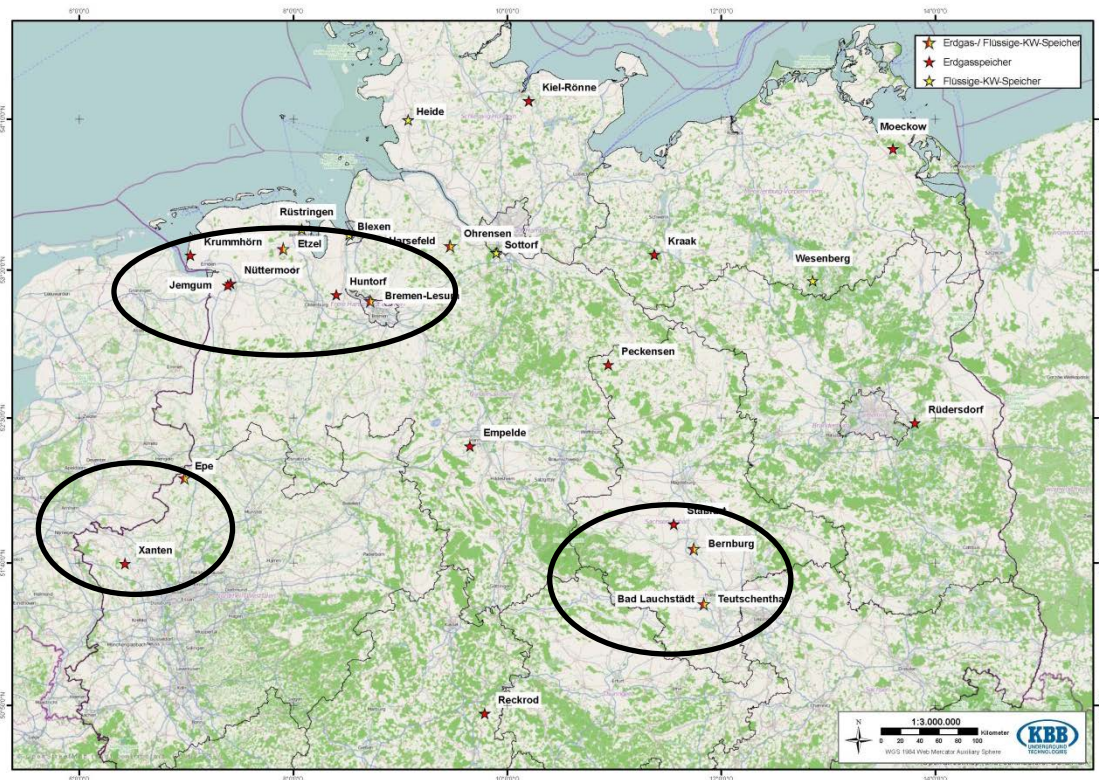


Abbildung 3-40: Ausgewählte Lokationen für eine Abschätzung des Speicherpotentials

In den nachfolgenden Ausführungen zu den Regionen und den dort vorhandenen Gaskavernenspeichern werden Daten zur derzeitigen Erdgasspeicher-Kapazität und zu Ausbaumöglichkeiten hinsichtlich dieser zusammengestellt. Die Daten für Erdgas werden zusätzlich auf Wasserstoff umgerechnet⁵.

In einigen Fällen werden in den Kavernenfeldern kleinere Kavernen betrieben, die in der „Lernphase“ des Gaskavernenbaus entstanden. Aus Gesprächen mit Betreibern ergibt sich, dass solche Kavernen ggf. für eine Umwidmung zu Wasserstoffkavernen zur Verfügung gestellt werden könnten, da der Markt für Erdgasspeicher derzeit eher gesättigt ist.

3.7.2. NRW – nördliches Nordrhein-Westfalen

In dieser Region befinden sich die zwei Gaskavernenfelder Epe und Xanten. Am Standort Epe produziert die SGW (Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen) Sole für die chemische Industrie. Die dabei entstehenden Kavernen werden zum großen Teil für die Erdgasspeicherung nachgenutzt. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	4.366	3.516	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	2.837	2.285	Mio. m ³ (V _{st})

⁵ Den Umrechnungen liegt der Faktor 0,65 zugrunde, der nicht die Abhängigkeit der Wasserstoffspeicherung von Temperatur und Druck miteinbezieht. Die angegebenen Werte für die Wasserstoffspeicherung sind daher als grobe Näherung anzusehen.

Aufgrund der fortlaufenden Soleproduktion wird der Speicher Epe stetig erweitert. Hierfür bestehen die entsprechenden Salzrechte. Es besteht damit grundsätzlich großes Potential für die zukünftige Speicherung von Wasserstoff.

In Xanten wurde früher auch Sole für die chemische Industrie produziert. Vergleichbar mit Epe werden die dabei entstandenen Kavernen für die Gasspeicherung nachgenutzt. Eine Erweiterung des Speichers ist aus geologischer Sicht grundsätzlich möglich. Jedoch müsste dafür der Solerverwerter Solvay in entsprechende Solereinigungsanlagen investieren und diese betreiben. Nachstehend sind die derzeitigen Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	217	185	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	141	120	Mio. m ³ (V _{st})

3.7.3. Northwest-Deutschland im Bereich Oldenburg – Bremen – Hamburg

In dieser Region befinden sich von West nach Ost folgende Gaskavernenfelder:

- Jemgum,
- Krummhörn,
- Nüttermoor,
- Etzel,
- Huntorf,
- Bremen-Lesum,
- Harsefeld.

In Jemgum planen und bauen zurzeit sowohl die astora GmbH & Co. KG als auch EWE Speicher GmbH neue Erdgasspeicher. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
astora			
Erdgas	1.600	1.200	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	1.040	780	Mio. m ³ (V _{st})
EWE Gasspeicher			
Erdgas	480	320	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	310	208	Mio. m ³ (V _{st})

Nach Auskunft der Betreiber besteht Potential für einen weiteren Ausbau.

Am Standort Krummhörn betreibt die E.ON Gas Storage GmbH seit 1977 einen Erdgasspeicher. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	143	111	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	93	72	Mio. m ³ (V _{st})

Der Ausbau des Speichers ist zurzeit abgeschlossen, doch das Potenzial zur Erstellung weiterer Kavernen ist vorhanden.

In Etzel befindet sich die ehemalige Bundesrohölreserve. Der Speicher wurde aber in den letzten Jahren zu einem der größten Gasspeicher Europas umgebaut und erweitert. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	5.250	3.500	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	3.413	2.275	Mio. m ³ (V _{st})

Am Standort Etzel ist hinsichtlich eines weiteren Ausbaus ein großes gesichertes Potenzial gegeben. Für 99 Standorte liegen entsprechende Genehmigungen vor. Das Ausbaupotenzial wird auf insgesamt 144 Kavernen beziffert.

In Nüttormoor betreibt die EWE Gasspeicher AG einen großen Erdgasspeicher. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	1.663	1.320	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	1.081	858	Mio. m ³ (V _{st})

Über den Ausbaustatus des Speichers machte der Betreiber keine Angaben. Das Potenzial für weitere Kavernen ist aber vorhanden.

In Huntorf betreibt die EWE Gasspeicher AG einen kleineren Gasspeicher. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	435	310	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	283	202	Mio. m ³ (V _{st})

Der Betreiber machte keine Angabe über den Ausbaustatus. Das Potenzial zum Bau weiterer Kavernen ist jedenfalls vorhanden.

In Bremen-Lesum betreiben Swb Netze GmbH und Storengy Deutschland GmbH jeweils einen Gasspeicher. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	339	233	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	220	151	Mio. m ³ (V _{st})

Der Ausbau des Speichers ist abgeschlossen, aber die Kapazität für weitere Kavernen ist vorhanden. In Anbetracht der stadtnahen Lage ist eine zukünftige Nutzung für Wasserstoff eher unwahrscheinlich.

In Harsefeld hat die Storengy Deutschland GmbH die Gasspeicher der BEB übernommen. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	189	120	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	123	78	Mio. m ³ (V _{st})

Der Ausbau des Speichers ist abgeschlossen, aber das Potenzial zur Erstellung weiterer Kavernen ist gegeben. Die Erstellung wäre jedoch von der Abnahme der entstehenden Sole durch die benachbarte DOW abhängig.

3.7.4. Industriegebiet „Bitterfeld-Leuna“

In Bernburg wird seit vielen Jahren Sole für die Siedesalzproduktion und für die chemische Industrie produziert. Die entstehenden Kavernen wurden und werden zum großen Teil für die Gasspeicherung nachgenutzt. Bereits seit 1975 ist die Kavernenanlage der VNG in Betrieb. Derzeit entsteht ein großer, neuer Erdgasspeicher Katharina. Der Bau dieses Speichers läuft noch voraussichtlich bis 2024. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Katharina			
Erdgas	900	600	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	585	390	Mio. m ³ (V _{st})
VNG			
Erdgas	1.376	1.063	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	894	691	Mio. m ³ (V _{st})

Während des Baus des neuen Speichers ist nicht ausreichend Soleabnahme-Kapazität für den Bau zusätzlicher Speicher vorhanden. Salzrechte sind anscheinend ausreichend vorhanden.

In Staßfurt wird ebenfalls seit vielen Jahren Sole für die chemische Industrie produziert. Ein Teil der Kavernen wird dabei für die Gasspeicherung nachgenutzt. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	436	363	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	283	236	Mio. m ³ (V _{st})

Zurzeit wird die Speicheranlage um 4 Kavernen erweitert. Die Kapazität zum weiteren Ausbau ist wegen günstiger geologischer Verhältnisse vorhanden. Für die Erdgasspeicherung werden noch einige Jahre Kavernen erstellt. Da die chemische Industrie ständig Sole benötigt, wird laufend Kavernenhohlraum erstellt.

In Bad Lauchstädt wird ebenfalls Sole für die chemische Industrie produziert. Ein Teil der Kavernen wird dabei seit vielen Jahren für die Gasspeicherung nachgenutzt. Nachstehend sind die Speicherkapazitäten für Erdgas und die theoretische Umrechnung auf Wasserstoff aufgeführt:

	Speicherkapazität ges.	Arbeitsgasvolumen	
Erdgas	963	760	Mio. m ³ (V _{st})
Wasserstoff (theor.)	626	494	Mio. m ³ (V _{st})

Geplant ist eine Erweiterung der Anlage um 2 Kavernen. Der Vertrag mit DOW für Soleabnahme geht bis nach 2020. Eine Verlängerung des Vertrags und damit eine zusätzliche Erweiterung sind denkbar.

3.8. Literaturverzeichnis

- [1] E. Plein, Stratigraphie von Deutschland I - Norddeutsches Rotliegendbecken - Rotliegend-Monographie Teil II. – Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg, 183, Stuttgart, 1995.
- [2] C. Leitner & F. Neubauer F., Tectonic Significance of Structures within the Salt Deposits Altaussee and Berchtesgaden-Bad Dürnnberg, Northern Calcareous Alps. – Austr. J. of Earth Scien., 104, Vienna, 2011, pp.2-21
- [3] Internet Südsalz, www.suedsalz.de
- [4] H. Zankl & O. Schell, 1979): Der geologische Bau des Talkessels von Bad Reichenhall. – Geol. Jb. Reihe C, 22, Hannover, 1979, S.11-20.
- [5] BGR, Endlagerung stark wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands - Untersuchung und Bewertung von Salzformationen. – 48 S.; Hannover, 1995.
- [6] O.F. Geyer & M.P. Gwinner, Geologie von Baden-Württemberg. – 627 S.; Stuttgart, 2011.
- [7] R. Walter, Geologie von Mitteleuropa. – 511 S., Stuttgart, 2007.
- [8] G. Beutler, Stratigraphie von Deutschland IV - Keuper. - Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg, 253; Stuttgart, 2005.
- [9] J. Barnasch, Der Keuper im Westteil des Zentraleuropäischen Beckens (Deutschland, Niederlande, England, Dänemark): diskontinuierliche Sedimentation, Litho-, Zylo- und Sequenzstratigraphie. – Schriftr. Deut. Ges. Geow., 71; Stuttgart, 2010.
- [10] NLFB, Geologisches Gutachten zur Vorauswahl geeigneter Salzstrukturen zur Anlage von untertägigen Deponien. – 54 S., Hannover, 1986.
- [11] M.-M. Blanc-Valleron, M. Schuler, The Salt Basins of Alsace (Southern Rhine Graben). – In: Busson, G. & Schreiber, B.C. (Eds.): Sedimentary Deposition in Rift and Foreland Basins in France and Spain, New York, 2007, pp.95-135.
- [12] G. Rüddiger, Eigenschaften und Eignung des Rotliegend-Haselgebirges zur Anlage unterirdischer Speicherkavernen und deren volumetrische Vermessung. – Erdöl & Kohle, Erdgas Petrochemie, 18/1, Hamburg, 1965, S.6-10.
- [13] H.-U. Röhr, Zur Planung und Überwachung von Kavernen in Salz. – Kali u. Steinsalz, 6, Essen, 1975, S.420-429.
- [14] G. Fürer, & H. Heinke, Salzstöcke im ehemaligen Großherzogtum Oldenburg, ihr Aufbau und ihre Nutzung. – Nachr. Dt. Geol. Ges., 30, Oldenburg, 1984, S.108-124.
- [15] F. Kockel, Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland 1: 300 000. – 2 Kassetten, Hannover, 1996.
- [16] R. Baldschuhn, F. Binot, S. Fleig, F. Kockel, Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. – Geol. Jb. Reihe A, 153, Hannover, 2001.
- [17] GLA-MV, Geologische Karte von Mecklenburg-Vorpommern - Übersichtskarte 1 : 500 000 – Zechsteinstrukturen, Schwerin, 1997.
- [18] NIBIS®Kartenserver, <http://nibis.lbeg.de/cardomap3/>

- [19] K. Reinhold, P. Krull, F. Kockel, R. Lutz, & Ch. Gaedicke, Salzstrukturen Norddeutschlands 1 : 500 000. – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2008.
- [20] LBEG, Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, in Erdöl Erdgas Kohle 129. Jg. 2013, Heft 11, S.378ff., Urban-Verlag Hamburg/Wien GmbH, 2013.

4. Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung

4.1.	Fragestellung und Vorgehen	136
4.2.	Vergleich der Wasserstoff-Großspeicherung mit anderen Technologien.....	137
4.2.1.	Pumpspeicher	137
a.	Funktionsweise und technische Charakteristika	137
b.	Systemintegration. Existierende Implementierungen	138
c.	Potenziale für großtechnische Energiespeicherung.....	139
4.2.2.	Druckluftspeicherung (A)CAES	139
a.	Funktionsweise und technische Charakteristika	139
b.	Systemintegration. Existierende Implementierungen	140
c.	Potenziale für großtechnische Energiespeicherung.....	141
4.2.3.	Stationärbatterien	141
a.	Funktionsweise und technische Charakteristika	141
b.	Systemintegration. Existierende Implementierungen.	141
c.	Potenziale für großtechnische Energiespeicherung.....	142
4.2.4.	Power-to-Gas.....	143
a.	Funktionsweise und technische Charakteristika	143
b.	Systemintegration. Existierende Implementierungen	144
c.	Potenziale für großtechnische Energiespeicherung.....	144
4.2.5.	Technischer und ökonomischer Systemvergleich	145
4.3.	Methodik zur Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoffanlage.....	149
4.3.1.	Überblick Modellansatz.....	149
4.3.2.	Simulation der Wasserstoff-Speicherung.....	153
a.	Standardmodell für techno-ökonomisches Simulation.....	155
b.	Alternatives Heuristik-Modell zur Simulation der Überlastfähigkeit	158
c.	Wasserstoff-Bedarfsmodell.....	159
d.	Strompreismodell.....	160
4.4.	Simulationsergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoff-Anlage....	161
4.4.1.	Definition der Szenarien und der Sensitivitätsanalysen.....	161
4.4.2.	Inputparameter	162

a.	Annahmen H ₂ -Bedarf und Anlagenauslegung	162
b.	Techno-ökonomische Inputparameter.....	164
c.	Annahmen Energiepreise	166
4.4.3.	Vergleichende Analyse mit alkalischer und PEM-Elektrolyse für einen ausgewählten Versorgungsfall.....	167
4.4.4.	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse.....	173
a.	Investition Elektrolyse und Kaverne.....	173
b.	Retrofit der Elektrolyse.....	177
c.	Überlastbetrieb der PEM-Elektrolyse.....	179
d.	Synergieeffekte aus Mobilität und Rückverstromung.....	182
4.5.	Fazit und Ausblick.....	184
4.5.1.	Verwendungsoptionen für unterschiedliche H ₂ -Märkte	184
a.	Elektrizitätswirtschaft.....	184
b.	Automobilindustrie.....	185
c.	Erdgassektor	186
d.	Chemiesektor	187
e.	Einsichten und Handlungsempfehlungen.....	188
4.5.2.	Fazit techno-ökonomische Modellierung.....	189
4.6.	Literaturverzeichnis.....	190
4.7.	Abkürzungsverzeichnis.....	193

4.1. Fragestellung und Vorgehen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung, die als Basis für die weitere Bearbeitung dieses Projektes aufbereitet werden. An dieser Stelle sollte noch einmal auf die Bedeutung der H₂-Großspeicherung für die künftige Energieversorgung mit wachsenden Anteilen erneuerbaren Stromes hingewiesen werden. Sie begründet sich aus der Entkopplung der Lastprofile für erneuerbare Stromerzeugung einerseits und Stromnachfrage andererseits. Die Notwendigkeit des Ausgleichs der fluktuierenden Stromeinspeisung lässt sich insbesondere im Hinblick auf die großen Mengenpotenziale vorteilhaft durch die H₂-Großspeicherung abdecken. Bei der konventionellen H₂-Erzeugung spielt die Speicherung eine weit geringere Rolle, da die z.B. auf Erdgas basierenden Dampfreformierungsanlagen entsprechend der H₂-Nachfrage geregelt werden können. Lediglich der Flexibilität von H₂-Nebenproduktionsmengen (typisch Chlor-Alkali-Elektrolyse) sind wegen der Empfindlichkeit der Koppelprozesse auf Produktionsschwankungen Grenzen gesetzt. In diesem Fall würde es Sinn ergeben, die H₂-Speicherung für den Lastausgleich zwischen H₂-Produktion und -Nachfrage aus diesem Sektor verfügbar zu machen. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch auf diese Darstellung verzichtet.

Im Rahmen des vorliegenden Kapitels werden zunächst im ersten Schritt (Kapitel 4.2) die H₂-Speicherung mit anderen Großspeichertechnologien, wie z.B. Druckluftspeicherung (CAES), Pumpspeichern und Speicherung von methanisiertem Wasserstoff (SMG-Speicherung) technisch und ökonomisch verglichen. Daneben fließen auch existierende Studien zum Thema Wind-Wasserstoff sowie Einsichten über den generellen Stand der Technik sowie Systemaspekte aus anderen Industrieprojekten in die Untersuchungen ein, um Fakten und Anhaltspunkte für eine abschließende gemeinsame Bewertung durch das Projektteam für künftige Energiegroßspeicheroptionen verfügbar zu machen. Dabei sollten vor allem Informationen zu den zentralen Fragen des Projektes im Vordergrund stehen.

Im zweiten Schritt (Kapitel 4.3 und Kapitel 4.4) wird die Wirtschaftlichkeit einer Wasserstoffanlage aus der Sicht eines prototypischen Betreibers für die Nutzung von Wasserstoff in vier verschiedenen Märkten (Verkehrssektor, Chemie- bzw. Petrochemieindustrie, Einspeisung in das Erdgasnetz sowie Rückverstromung als klassischer Stromspeicher) untersucht und aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive miteinander verglichen. Die Analyse beinhaltet die Auslegung einer prototypischen Anlage sowie deren Betriebssimulation mit dem Ziel, den Wertbeitrag der Anlage für einen Investor zu maximieren. Dabei berücksichtigt die Optimierung die techno-ökonomischen Parameter der verschiedenen Elektrolysetechnologien sowie der weiteren Anlagekomponenten (wie z.B. Salzkavernenspeicher, Kompressoren etc.), die zugrunde gelegte Entwicklung der Strompreise sowie die potenziell erzielbaren Wasserstoffverkaufspreise. Im Rahmen der Arbeiten werden grundsätzlich die beiden Elektrolysetechnologien, nämlich die alkalische Elektrolyse sowie die PEM-Elektrolyse, aus ökonomischer Perspektive in Szenarien miteinander verglichen. Dazu wird in Kapitel 4.3 die Methodik zur Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoffanlage sowie in Kapitel 4.4 die dazugehörigen Simulationsergebnisse und weiterführende Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse vorgestellt. Kapitel 4.5 fasst die Ergebnisse zusammen und geht als Fazit und Ausblick auf die Rolle der Wasserstoffproduktion und- Speicherung in künftigen Wasserstoffmärkten ein.

4.2. Vergleich der Wasserstoff-Großspeicherung mit anderen Technologien

Dieses Kapitel gibt eine Übersicht über potenziell in Deutschland einsetzbare Stromgroßspeichertechnologien, die auch Bestandteil der Diskussionen um die Nutzung der Wasserstoff-Untertagespeicherung im Stromsektor in 2008/2009 waren [VDE, 2009]. Das Kapitel endet mit einer Übersicht über spezifische Speichertechnik- und -kostendaten, die eine Einordnung von sowohl Wasserstoff- und Erdgasspeicherung liefern und damit die Sinnhaftigkeit der Wasserstoffgroßspeicherung eindeutig belegen.

4.2.1. Pumpspeicher

a. Funktionsweise und technische Charakteristika

In Pumpspeicherkraftwerken wird elektrische Arbeit in Form von potenzieller Energie gespeichert und zum gewünschten Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umgewandelt.

Der prinzipielle Aufbau einer Pumpspeichieranlage ist in Abbildung 4-1 skizziert.

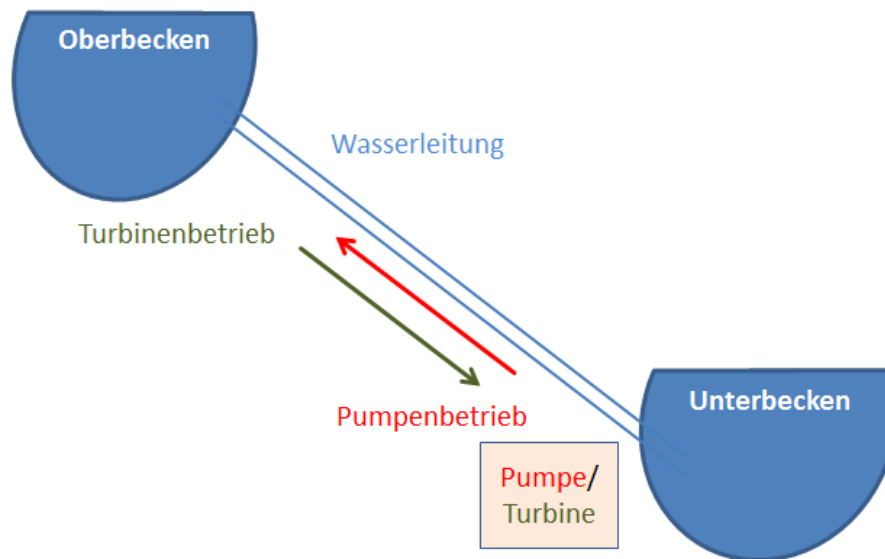


Abbildung 4-1: Prinzipieller Aufbau von PSW

Pumpspeicherkraftwerke bestehen aus zwei übereinander gelagerten Staubecken. In Zeiten geringer Stromnachfrage wird das Wasser gegen die Erdanziehungskraft aus dem unteren Becken in den höher gelegenen Speichersee gepumpt. Steigt der Strombedarf im Stromversorgungssystem, kann das im oberen Stausee gespeicherte Wasser zum Antrieb der Kraftwerksturbinen genutzt werden. Das herunterfließende Wasser versetzt die Turbinenwelle in Rotation und treibt somit den Generator an. So kann das Pumpspeicherkraftwerk innerhalb weniger Minuten einen Ausgleich zwischen nachfragebedingten Schwankungen in beide Richtungen leisten. Die typische Leistung von Pumpspeicherkraftwerken liegt im Bereich zweistelliger MW bis über 1 GW. Die Speicherkapazitäten betragen typischerweise 6 bis 10 Volllastbetriebsstunden der Kraftwerksanlage (Stunden bis Tagesspeicher.) Es können Gesamtwirkungsgrade von 60% bis 85% erreicht werden. Die Anfahrzeiten sowohl für die Turbine als auch für die Pumpe liegen im Minutenbereich (Stillstand zu Volllast). Somit kann in kürzester Zeit Elektroenergie zur Deckung des Spitzenbedarfs bereitgestellt werden. Die Anfahrzeit z.B. für den Pumpspeicher Goldisthal in Thüringen südlich von Erfurt beträgt 75 s bis zur vollen Turbinenleistung und 185 s bis zur vollen Pumpleistung (jeweils aus dem Stillstand). [DENA, 2010], [DENA-2, 2010].

b. Systemintegration. Existierende Implementierungen

Pumpspeicherkraftwerke sind wichtige Systemkomponenten der deutschen Energieversorgung und werden seit langem neben der Bereitstellung von Spitzenlast auch für die Netzregelung (Sekundärregelung und Minutenreserve) eingesetzt [DENA-2, 2010]. Die Schwarzstartfähigkeit zum Wiederaufbau des Netzes nach einem Zusammenbruch sowie die Möglichkeit zur Blindleistungsregelung sind klare Vorteile der Technologie.

Gegenwärtig stehen in Deutschland Pumpspeicherkraftwerke mit ca. 0,076 TWh Speicherkapazität in über 30 Anlagen zur Verfügung [DENA, 2013]. Je nach Anlage kann die gespeicherte Energie über einen Zeitraum von 4 bis 8 Stunden nutzbar gemacht werden. Das neueste und leistungsfähigste PSW in Deutschland ist das PSW Goldisthal mit einer nutzbaren Gesamtspeicherleistung von knapp 8.500 MWh und einer installierten Leistung von 1.060 MW. Bei den Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um eine sehr ausgereifte Technologie mit langer Lebensdauer (50 Jahre und mehr) und hoher Verfügbarkeit. PSW werden bereits seit vielen Jahrzehnten weltweit eingesetzt. Den

Vorteilen stehen die schwer erfüllbaren topographischen Voraussetzungen entgegen, da in der Regel die Ober- und Unterbecken künstlich angelegt werden müssen. Ein entsprechendes Volumen des Speicherbeckens sowie eine ausreichende Höhendifferenz sind die Voraussetzungen für die Errichtung eines PSW. Die großen Pumpspeicher befinden sich daher zum größten Teil in den höher gelegenen Regionen und sind gerade in Küstenregionen nicht umsetzbar.

c. Potenziale für großtechnische Energiespeicherung

Verglichen mit den Ausbauleistungen der erneuerbaren Energien und den zu erwartenden Leistungsgradienten sind die in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherleistungen begrenzt. Abbildung 4-2 zeigt, wie die Pumpspeicherleistungen relativ zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland von 14,4% im Jahr 2005 auf 7,1% im Jahr 2020 absinken [VDE-2, 2012].

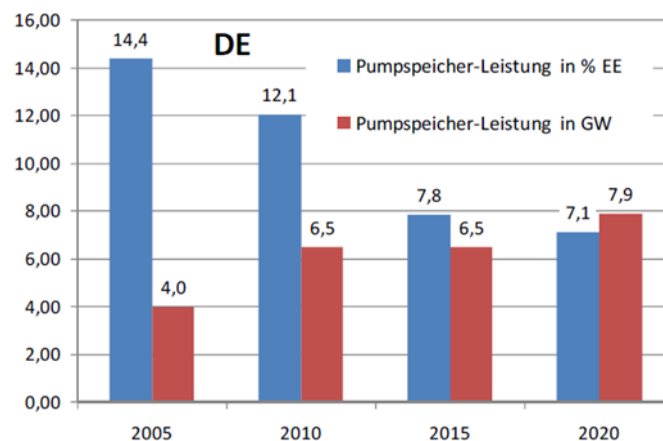


Abbildung 4-2: Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicherkraftwerke, bezogen auf die EE-Installationen in Deutschland entsprechend NREAP [VDE-2 2012]

Das verfügbare Arbeitsvermögen ist auf wenige Stunden, bei einigen großen Pumpspeichern auf wenige Tage begrenzt. Die Pumpspeicherkapazitäten reichen mit ihrem Kapazitätsvermögen nicht aus, um eine längerfristige Speicherung elektrischer Energie (mehrere Tagen, Wochen) zu ermöglichen [VDE-2, 2012]. Der weitere Zubau von PSW in Deutschland ist aufgrund der weitgehend erschöpften topographischen Potenziale stark begrenzt. Die Landschaftseingriffe sind aus ökologischer Sicht bedenklich. Sie erfordern aufwändige Genehmigungsverfahren und stoßen in der Bevölkerung auf wenig Akzeptanz. Die Entwicklung der Pumpspeicherkraftwerke geht hin zu größeren Fallhöhen und somit höheren Kraftwerksleistungen. Das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen [EFZN, 2011] untersucht die Möglichkeiten von Pumpspeicherkraftwerken in aufgelassenen Bergwerken und Tagebauen: Große Hohlräume in ehemaligen Steinkohlebergbaustätten oder Braunkohletagebau sollen hier als unterirdischer Wasserspeicher dienen.

4.2.2. Druckluftspeicherung (A)CAES

a. Funktionsweise und technische Charakteristika

In Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage, CAES) wird elektrische Arbeit in Form von potenzieller Energie gespeichert und zum gewünschten Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umgewandelt.

Der prinzipielle Aufbau eines Druckluftspeicherkraftwerks im Verbund mit einem Windpark ist in Abbildung 4-3 skizziert.

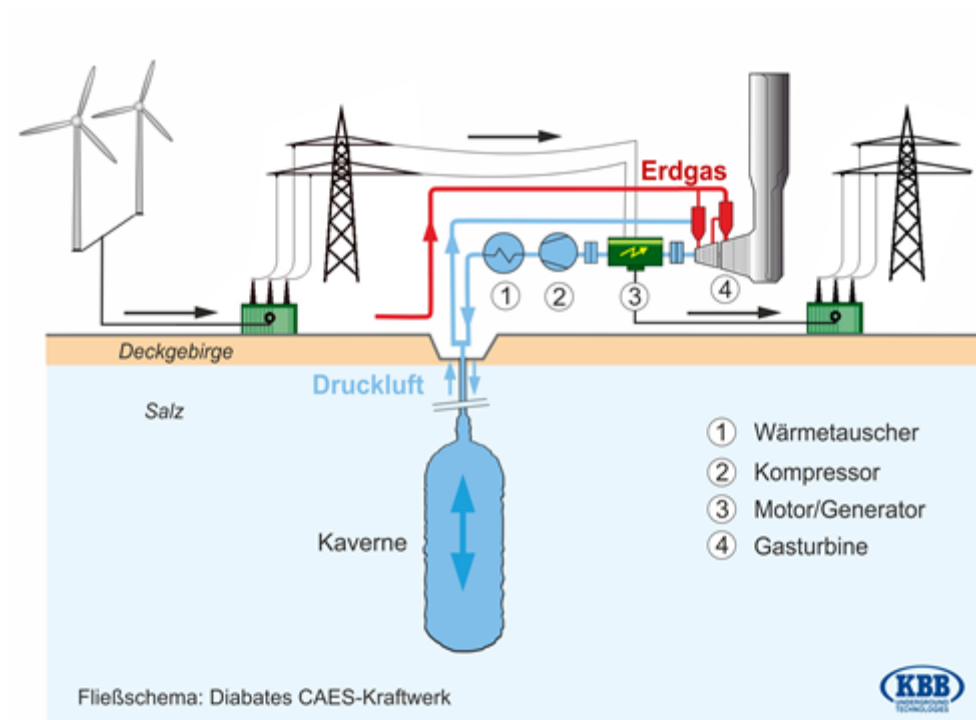


Abbildung 4-3: Prinzipieller Aufbau von CAES

Ein Druckluftspeicherkraftwerk dient der zeitversetzten Stromproduktion und ist ein Kraftwerk mit integriertem Energiespeicher. Druckluftspeicherkraftwerke nutzen die Kompressibilität von Luft, um Elektrizität in Form von potenzieller Energie zu speichern. In Verbindung mit einer Gasturbinenanlage wird eine pneumatische Druckspeicheranlage eingesetzt. Zur Speicherung dienen große, dichte und druckfeste Speicheranlagen, wie etwa ausgesolte Salzkavernen. Auch ausgebeutete Erdgasfelder oder Drucktanks aus Stahl und Beton sind prinzipiell als Druckluftspeicher geeignet. Während herkömmliche Gasturbinenkraftwerke mit einem Verdichter und einer Turbine auf einer Welle arbeiten, wird diese Bauweise hier durch den Einsatz des Druckluftspeichers aufgeteilt, in dem der Verdichter durch den Druckluftspeicher ersetzt wird. In Schwachlastzeiten, z.B. nachts, wird durch den Verdichter Druckluft in dem vorgesehenen Reservoir gespeichert. Muss dann Spitzenlast zur Verfügung stehen, wird der Brennkammer der Gasturbine neben dem Brenngas die verdichtete Luft zugeführt und über die Turbine entspannt.

Die Weiterentwicklung der CAES-Systeme ist die adiabate Druckluftspeicherung (ACAES). Im Gegensatz zu den CAES wird bei der ACAES die bei der Kompression entstehende Wärmemenge in einem geeigneten Wärmespeicher zwischengelagert und bei Energiebedarf in den Entladeprozess eingekoppelt. Die Nutzung der Kompressionswärme verbessert die Effizienz der Speicherung. Zudem läuft der Prozess komplett CO₂-frei ab, da eine Zufeuerung von Erdgas nicht mehr notwendig ist. Im Gegensatz zu den CAES-Systemen, welche Wirkungsgrade von 42% bis zu 54% aufweisen, können adiabate Systeme Wirkungsgrade bis zu 70% erreichen. Mit den ACAES können Leistungen im Bereich von 100 MW bis 1 GW erreicht werden. Die Speicherkapazitäten betragen Stunden bis Tage. Die Reaktionszeit liegt für Druckluftspeichersysteme im Bereich von 3 bis 10 Minuten, die kalendarische Lebensdauer beträgt ca. 25 Jahre [ISEA, 2012].

b. Systemintegration. Existierende Implementierungen

Der grundsätzliche Einsatzbereich der Druckluftspeicherkraftwerke deckt sich weitgehend mit dem von PSW. Weltweit werden bislang nur zwei (diabate) Druckluftspeicherkraftwerke betrieben. Die

erste CAES-Anlage wurde 1978 in Huntorf, Deutschland, eröffnet (320 MW). Seit 1991 existiert auch in den USA, in McIntosh, Alabama, ein Druckluftspeicherkraftwerk (110 MW). Beide Kraftwerke nutzen Erdgas als Brennstoff zur Erhitzung der expandierenden Luft beim Entladevorgang. Die geringe Verbreitung dieser Technik ist auf die niedrigen Wirkungsgrade zurückzuführen. ACAES sind weltweit noch nicht errichtet worden.

c. **Potenziale für großtechnische Energiespeicherung**

Sofern die geologischen Voraussetzungen (wie die Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen zur Erstellung von Speicherkavernen) vorliegen, könnten adiabate Druckluftspeicherkraftwerke als mittelfristige Energiespeicher die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke sinnvoll ergänzen. Potenzielle Standorte in Europa gibt es in den Niederlanden, Großbritannien und Norddeutschland [ISEA, 2012].

Zur Realisierung solcher Speicherkraftwerke ist allerdings noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig. In Biasca im Tessin (Schweiz) startete 2013 der Großversuchsbetrieb mit dem Ziel, in einem Versuchsstollen eine kommerzielle ACAES-Anlage mit einer Turbinenleistung von 500 bis 1.000 MW einzurichten. Bis 2015 sollen Erfahrungen gesammelt werden [ALACAES SA, 2013]. Unter dem Projektnamen ADELE (adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung) plante die RWE Power AG 2013 in Staßfurt den Bau eines ACAES. Aufgrund der momentan nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wird das Demoprojekt nicht realisiert, aber die konzeptionellen Arbeiten laufen weiter. Die Inbetriebnahme war ursprünglich für 2016 vorgesehen. Diese 90 MW-Demonstrationsanlage sollte bis zu 360 MWh Energie speichern [RWE, 2013].

4.2.3. **Stationärbatterien**

a. **Funktionsweise und technische Charakteristika**

In den Batterien wird Strom elektrochemisch umgewandelt und dann gespeichert. Es existiert eine große Zahl von verschiedensten Materialkombinationen, aus denen Batterien gebaut werden können: PB, NiCd, Li-Ion, NiMH, NaS, NaNiCl, Fe/Cr, Br₂/Cr, Vanadium etc.

Im Gegensatz zu konventionellen Batterien werden die energiespeichernden Elektrolyte bei einer Redox-Flow-Batterie außerhalb der Zelle in getrennten Tanks gelagert. Dadurch lassen sich die Arbeit (kWh) und die Leistung (kW) unabhängig voneinander skalieren. Es können Leistungen im Bereich von einigen kW bis in den MW-Bereich erreicht werden. Die einzelnen Batteriezellen können durch Parallel- und Serienschaltung zu größeren Kapazitäten verschaltet werden. Die Batteriespeicheranlagen sind modular erweiterbar. Die Speicherkapazitäten liegen im kWh – MWh-Bereich. Die Reaktionszeit zwischen Leistungsanforderung und Leistungsbereitstellung beträgt wenige Millisekunden. Die Entladezeit kann mehrere Stunden erreichen [Sauer, 2006]. Die Batterietechnologien zeichnen sich durch relativ geringe Speicherkapazitäten und begrenzte Zyklenfestigkeit⁶ aus, was sich negativ auf die Lebensdauer auswirkt.

b. **Systemintegration. Existierende Implementierungen.**

Der Einsatz in mobilen oder Insellösungen ist vorherrschend und bereits Stand der Technik. Als kurzfristige Speicher (Stunden bis Tagen) können Batterien für Netzdienstleistungen eingesetzt

⁶ Die Zyklenfestigkeit gibt die Entlade- und Ladehäufigkeit der Batterie an, bis die spezifischen Kriterien nicht mehr erfüllt werden.

werden. Die eingesetzte Batterietechnologie ist von Fall zu Fall unterschiedlich und wird von den jeweiligen Anforderungen (Leistung, Kapazität, optimale Größe, Standort, etc.) bestimmt. Kein einziger Batterietyp ist für alle Anwendungen geeignet. Flow-Batterien eignen sich für die Energiespeicherung für die Zeiträume von Stunden bis Tagen mit einer Leistung von bis zu mehreren MW.

Weltweit entfällt weniger als 1% derzeitiger Energiespeicherleistung auf Batterien [EPRI, 2011], [EU, 2013], [IEC, 2011] (Status 2010):

- Bleibatterien: ~35 MW (~70 MWh),
- Lithium Ion: ~70 MW (~17 MWh),
- Natrium Sulfur: ~316 MW (~2.000 MWh),
- Nickel Cadmium: ~27 MW (~6,75 MWh),
- Redox Flow: ~3 MW (~12 MWh).

In Inselnetzen und dezentralen Systemen ist die Kombination von Batteriesystemen mit verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien bereits erprobt. Der irische Windpark Sorne Hill mit 38 MW Leistung wird durch eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit 1,5 MW Leistung und 12 MWh Speicherkapazität unterstützt. Auch in Japan und den USA sind Windparks mit Redox-Flow-Batterien als Puffer gekoppelt.

c. Potenziale für großtechnische Energiespeicherung

Batteriespeicher sind ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energieversorgungsstruktur für die kurz- und mittelfristige Speicherung und können vor allem auf den Mittelspannungsebenen (100 kWh-Bereich) und Niederspannungsebenen (kWh - Bereich), aber auch als dezentral verteilte große Speicher in Umspannwerken sowie in Inselnssystemen (MWh-Bereich) eingesetzt werden.

Zudem kann die Elektromobilität als Kollektiv eine interessante Option zur Speicherung regenerativ erzeugter Strommengen darstellen. Elektroautos können mit ihren Speichern als zeitlich verschiebbare Last zu einer besseren Integration insbesondere fluktuierender Stromerzeuger beitragen. Dabei werden die Batterien der Elektrofahrzeuge kumuliert als virtueller Großspeicher behandelt. Über die Ladestationen werden die elektrischen Speicher an Bord der Fahrzeuge mit dem Stromnetz verknüpft. Die Speicher reiner Elektrofahrzeuge weisen dabei eine Kapazität von 15 bis 40 kWh auf. Für die Speicherung einer durchschnittlichen Woche Windstrom (2.820 GWh) in 2030 wären damit zwischen 70 und 180 Mio. Fahrzeuge erforderlich [IGBCE, 2010]. Der PKW-Bestand in Deutschland beziffert sich im Jahr 2011 auf ca. 42 Mio. Fahrzeuge. Die für 2020 erwarteten 1 Mio. Elektrofahrzeuge [NPE, 2011] könnten zusammen zwischen 15 – 40 GWh Energie speichern [IGBCE, 2010]. Es ist zu beachten, dass rein batterie-elektrische Fahrzeuge bestenfalls für eine Speicherung im Stundenbereich geeignet sind. Dies ist nicht nur auf die begrenzte Kapazität der Batterie, sondern auch auf die im Regelfall tägliche Nutzung der Fahrzeuge zurückzuführen.

Für die Speicherdauer von bis zu zwei Wochen können künftig Redox-Flow-Batterien eingesetzt werden. Allerdings sind hierfür noch umfangreiche Forschungsarbeiten zu erbringen [ISEA, 2012]. Für den großtechnischen Einsatz im GW/GWh– Bereich (Tage bis Monate – Speicherdauer) sind Batterien nicht geeignet. Vor allem Preis und Lebensdauern spielen dabei die entscheidende Rolle.

4.2.4. Power-to-Gas

a. Funktionsweise und technische Charakteristika

Das „Power-to-Gas“ Konzept ist die Umwandlung von Strom in Gas (Wasserstoff bzw. synthetisches Erdgas) und deren weitere Nutzung im Energiesystem.

In einem derartigen Speichersystem wird elektrische Arbeit in Form chemischer Energie gespeichert, die zum gewünschten Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umgewandelt und ins Netz eingespeist wird oder für andere stoffliche Nutzungen zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 4-4).

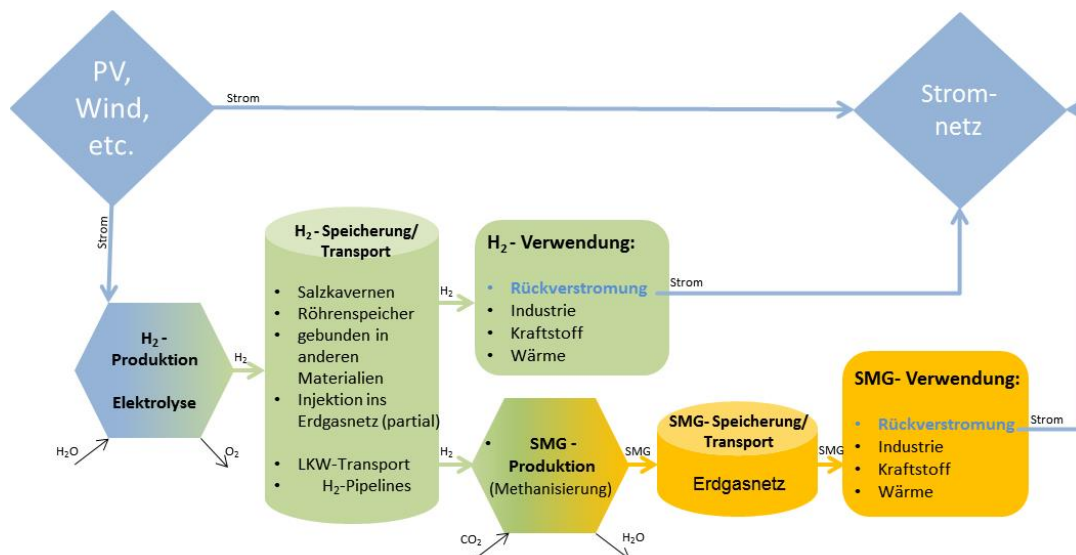


Abbildung 4-4: Power-to-Gas Konzept

Der überschüssige, erneuerbar erzeugte Strom, der nicht ins Netz eingespeist werden kann, wird für die elektrolytische Wasserstoffherstellung verwendet, in der mit diesem Strom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Der so produzierte Wasserstoff kann mit Hilfe verschiedener Technologien zwischengespeichert werden (Salzkavernen, Röhrenspeicher, Tanks, etc.).

Alternativ zu einer separaten Speicherung des reinen Wasserstoffs kann dieser auch in das Erdgasnetz injiziert und dort gemischt mit dem Erdgas gespeichert werden. Nach Angaben des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches [DVWG, 2012] ist die Erdgasinfrastruktur grundsätzlich bis zu einer Konzentration von <10 vol.% Wasserstoff im Erdgas für diese Anwendung geeignet, unter Berücksichtigung einer umfangreichen Kriterienliste kann jedoch die Beschränkung auch auf 2 vol.% festgelegt werden. Manche Einsatzfälle lassen auch überhaupt keine Wasserstoffzumischung zu. Auch direkte Wasserstoffnutzung ist möglich. Bei Bedarf, z.B. in windschwachen Zeiten, kann der gespeicherte Wasserstoff mit Hilfe diverser Technologien, wie etwa Gasmotoren, Gasturbinen, Brennstoffzellen oder GuD-Anlagen wieder in Strom umgewandelt und ins Netz rückgespeist werden. Wasserstoff ist ein wichtiger Rohstoff der chemischen Industrie; zudem kann er in der Zukunft als Kraftstoff oder für Wärmezwecke verwendet werden.

In einem nächsten Schritt kann aus Wasserstoff und Kohlendioxid unter Zufuhr von Elektroenergie das synthetische Erdgas (SMG) hergestellt werden (Methanisierung). Das so erzeugte Gas ist mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur vollständig kompatibel und kann also ohne Einschränkungen in das Erdgasnetz eingespeist werden sowie direkt für alle Erdgasanwendungen wie Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, Heizgeräte, Gasfahrzeuge, etc. verwendet werden. Die Leistung von Power-to-Gas

Speichersystemen liegt im Bereich von 10 kW bis mehreren GW. Die Speicherkapazitäten betragen Stunden bis zu mehreren Wochen. Der Wirkungsgrad ist von den gewählten Anlagekomponenten für die Wasserstoffherstellung, -speicherung, ggf. Rückverstromung und Methanisierung sowie von der für die Methanisierung erforderlichen CO₂-Quelle abhängig. Er liegt insgesamt in einem Bereich von unter 40%. Die Effizienz des Wasserstoffnutzungspfades mit Methanisierung ist etwa 10% niedriger als bei der direkten Wasserstoffnutzung.

b. Systemintegration. Existierende Implementierungen

Die Power-to-Gas Technologie (Wasserstoff oder SMG) stellt eine Möglichkeit dar, große Mengen Strom aus erneuerbaren Energien langfristig zu speichern. Die elektrochemischen Vorgänge laufen auch bei schnellen Lastwechseln mit ausreichender Geschwindigkeit ab. Daher ist es ein besonderer Vorteil der Wasserelektrolyse in Verbindung mit regenerativ erzeugter Elektrizität, dass hier auch ein fluktuierendes Stromangebot bedient werden kann. Der Einsatz der Technologie kann zur Netzentlastung und Nutzungsgraderhöhung beitragen und den effizienten Ausbau erneuerbarer Energien erleichtern. Darüber hinaus lässt sich die Technik lokal und mengenmäßig nicht nur großtechnisch sondern auch im kleinen Maßstab flexibel einsetzen. Die Kopplung zweier Energiesektoren (stationäre Stromversorgung und Verkehr) bietet Synergien. Power-to-Gas Systeme, vor allem Wasserstoffanwendungen, erfordern weitere Forschung und Entwicklung und werden bereits heute in mehreren Pilot- und Demonstrationsprojekten getestet (siehe Abbildung 4-5).

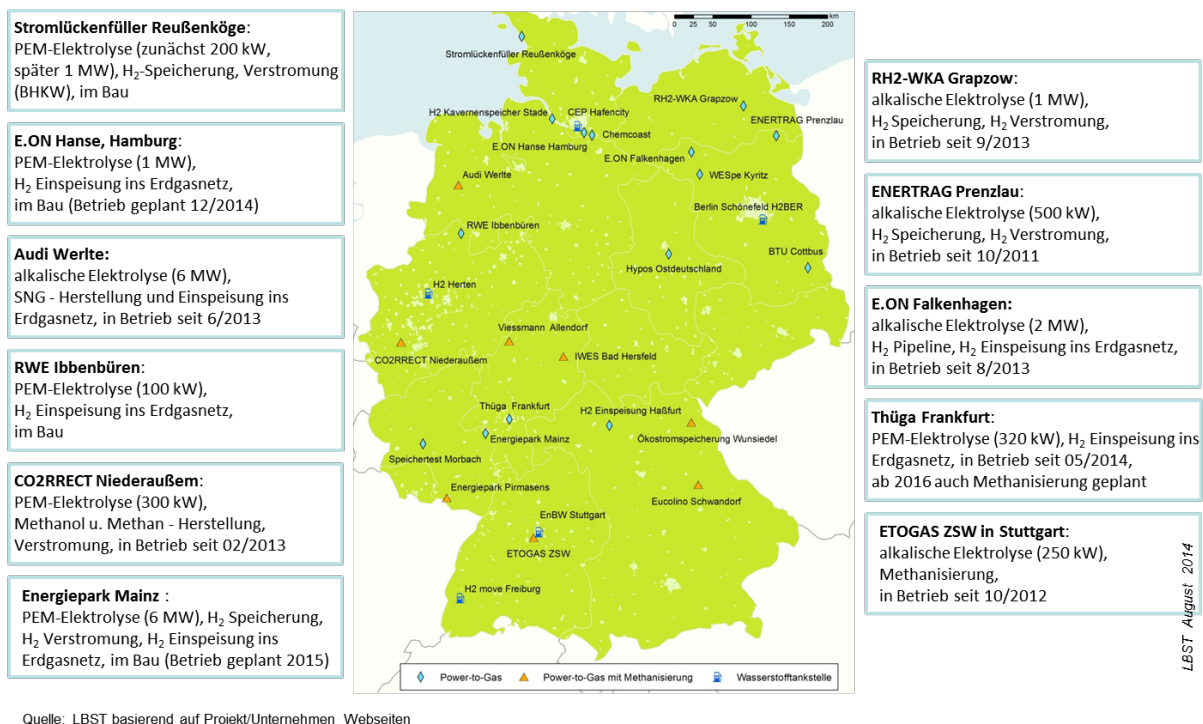


Abbildung 4-5: Übersicht über einige Power-to-Gas Pilot- und Demonstrationsprojekte in Deutschland

c. Potenziale für großtechnische Energiespeicherung

Im Hinblick auf die großtechnische Stromspeicherung hat die Power-to-Gas Technologie vor allem das Potenzial, in großem Umfang (Kapazitäten im Bereich von mehreren MWh bis zu TWh) und über lange Zeiträume (Stunden, Tage, Wochen, Monate) Energie zu speichern. Bei reinen Wasserstoffsystemen ist das Nutzungspotenzial der Technik für großtechnische Anwendungen durch die Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen zur Erstellung von Speicherkavernen bestimmt. Die

Entwicklung einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur sowie die erforderlichen Modifikationen der Gaskraftwerke stellen einige Herausforderungen dar. Der Vorteil des SMG-Pfades durch die Nutzung etablierter Infrastrukturen ist gegen die geringeren Gesamtwirkungsgrade abzuwägen.

4.2.5. Technischer und ökonomischer Systemvergleich

Großtechnische Speichertechnologien zum Ausgleich saisonaler Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sind eine notwendige Komponente des zukünftigen Energiesystems. Je nachdem, welche Anforderungen gestellt werden (z.B. wie viel Energie wie lange gespeichert werden muss, wie schnell und für wie lange die gespeicherte Energie abgegeben werden kann, wie oft Energie aus dem Speicher abgerufen wird), wird die jeweils geeignete Technologie gewählt. Eine Universaltechnologie, die allen möglichen Anforderungen gerecht wird, gibt es nicht.

Tabelle 4-1 zeigt einen Vergleich von technischen und wirtschaftlichen Charakteristika verschiedener Speichertechnologien, einschließlich Batterietechnologien. Die Wasserstoffspeicherung in einer Salzkaverne mit anschließender Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk dient als Referenzfall. Alle Batterietechnologien zeichnen sich durch relativ geringe Speicherkapazitäten aus. Der Einsatz in mobilen oder Insellösungen ist daher vorherrschend. Für die saisonale Speicherung im großtechnischen Maßstab sind die Batteriesysteme wenig geeignet.

Während für alle Technologien (PSW, (A)CAES und Power-to-Gas) hohe Leistungsbereiche von bis zu ca. 1 GW erreicht werden können, ist die Power-to-Gas Technologie (H_2 oder SMG) mit Wasserstoffspeicherung in einer Salzkaverne die einzige Technologie, mit der Zeiträume von mehreren Wochen überbrückt werden können. Es wird deutlich, dass lediglich diese Technologie die erforderlichen Leistungen und Kapazitäten (siehe Abbildung 4-6) aufweist und für großtechnische Speicherung für die Integration großer EE-Mengen über längere Zeiträume geeignet ist.

In Abbildung 4-7 ist der Vergleich der volumetrischen Speicherdichten dieser Technologien dargestellt. Insbesondere die Power-to-Gas Systeme sind wegen der um Größenordnungen höheren Energiedichte im Vergleich zu (A)CAES und PSW für die längerfristige Speicherung elektrischer Energie von Bedeutung.

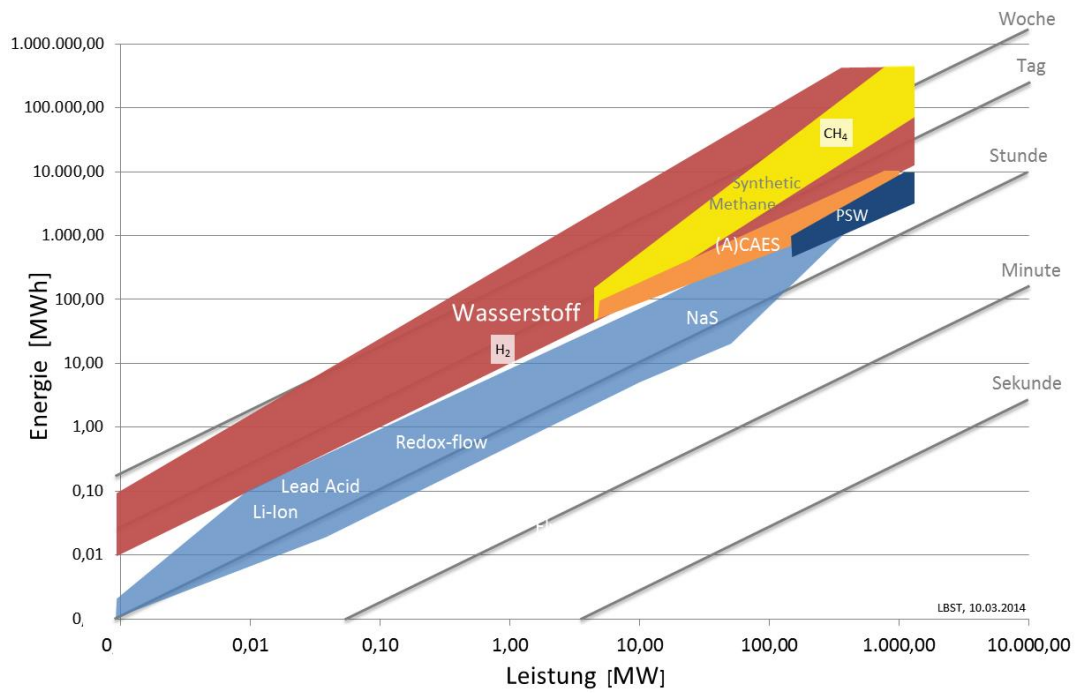


Abbildung 4-6: Speichertechnologienvergleich

Nachteil des SMG-Systems ist ein geringerer Gesamtwirkungsgrad (auch durch die verschiedenen CO₂-Herstellungsverfahren beeinflussbar).

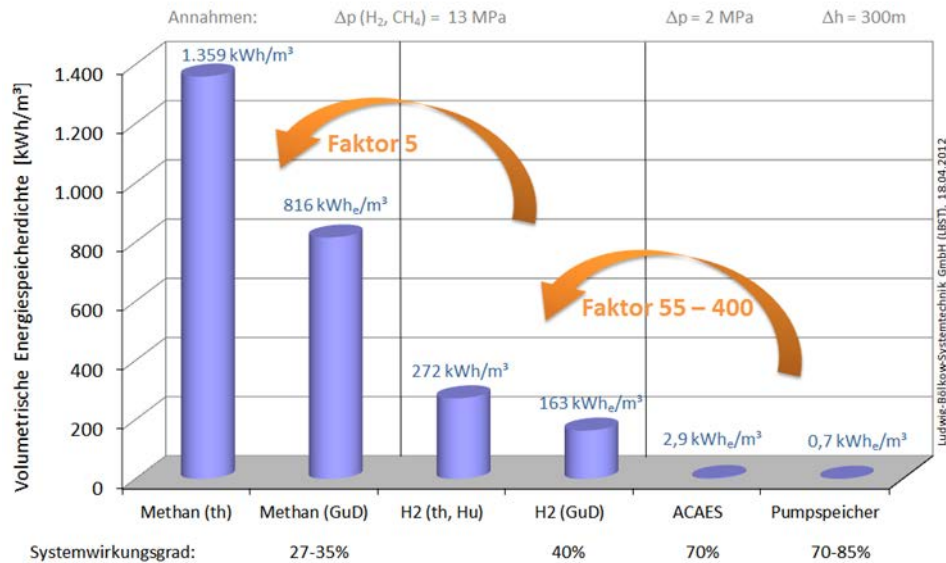


Abbildung 4-7: Speicherdichtenvergleich

Die Speicherung elektrischer Energie ist mit signifikanten Kosten verbunden, die von einer Reihe verschiedener Parameter abhängig sind (vgl. Abbildung 4-8).

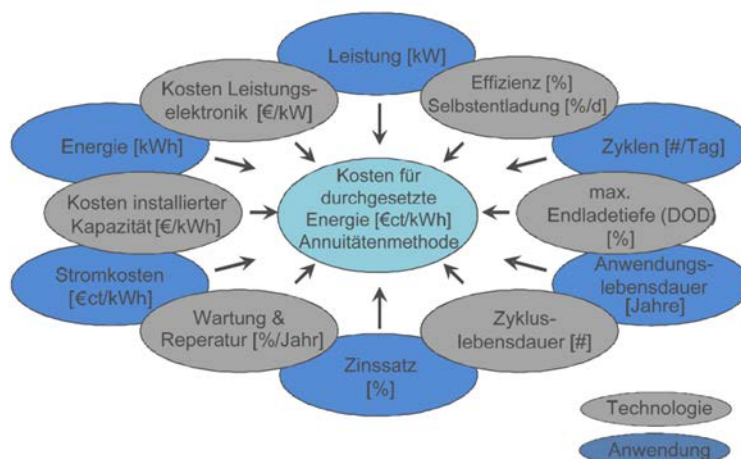


Abbildung 4-8: Kosten beeinflussende Faktoren für die Energiespeichersysteme (basierend auf [ISEA, 2012])

Zentrale Großspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher) sind investitionsintensive Technologien. Die nachfolgende Abbildung 4-9 gibt einen Überblick über die Investitionen.

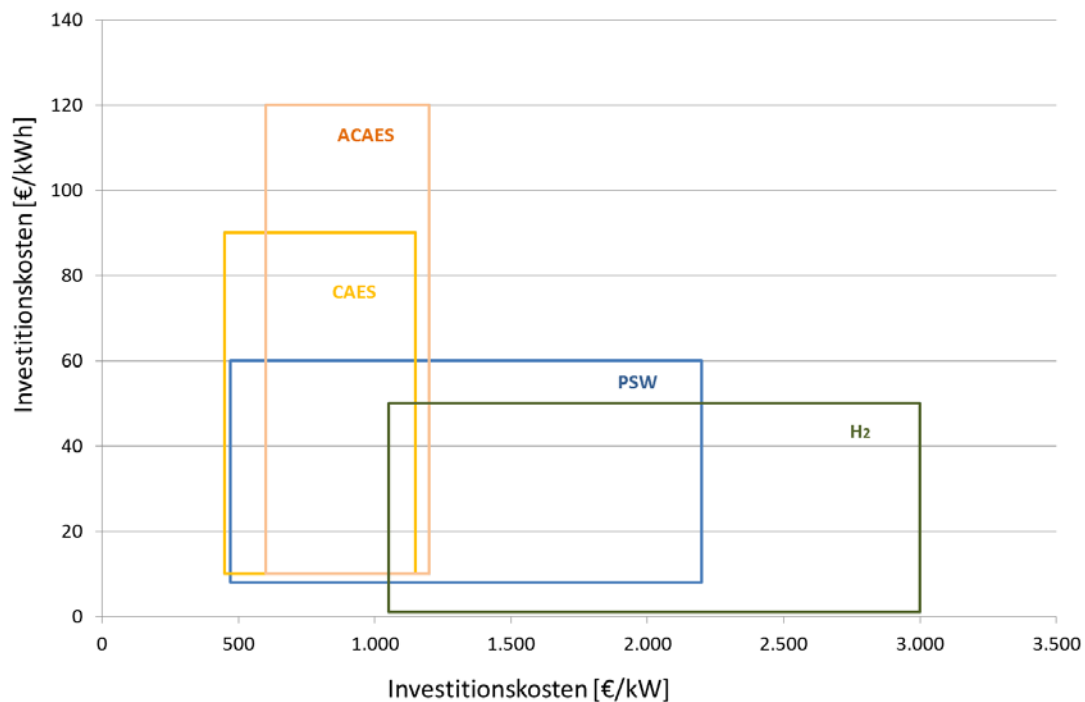


Abbildung 4-9: Investitionskosten großtechnischer Stromspeichertechnologien (LBST basierend auf der Tabelle 4-1)

Für die ökonomische Betrachtung sind vor allem die spezifischen Investitionskosten pro kW installierter Leistung sowie die typischen Bereiche für den Gesamtwirkungsgrad der verschiedenen Technologien von Bedeutung. Investitionskosten können abhängig von der jeweiligen Systemauslegung, vom Nutzungsprofil sowie vom Einkaufsvolumen variieren.

Es wird ersichtlich, dass die Pumpspeicherkraftwerke zwar durch die höchsten Wirkungsgrade charakterisiert sind aber gleichzeitig auch die größte Spanne für die spezifischen Investitionskosten zwischen 470 €/kW und 2.200 €/kW aufweisen. Für die Druckluftspeicheranlagen wird ein spezifischer Investitionsbedarf von 400 bis >1.200 €/kW (ACAES) angegeben. Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei Druckluftspeichern und bei Speichersystemen auf Basis von Wasserstoff jedoch deutlich unter dem Niveau der Pumpspeicher (CAES 40%-54%; ACAES bis zu 70% sowie Power-to-Gas zwischen 24% - 40%).

Bei Wasserstoff mit Rückverstromung mittels GuD (Referenzfall: Elektrolyse: 233 MW und GuD: 650 MW, Kavernenspeicherung) liegt der spezifische Investitionsbedarf heute bei etwa 1.274 €/kW bezogen auf den Stromausgang. Für ein Wasserstoffspeichersystem mit Methanisierung und anschließender Rückverstromung mittels GuD liegen die Investitionen deutlich höher: ca. 1.800 €/kW bezogen auf den Stromausgang. Die anderen untersuchten Systemauslegungen (vgl.

Tabelle 4-1). bedürfen erheblich höherer Investitionen und sind zur Speicherung großer Energiemengen über längere Zeiträume nicht geeignet.

4.3. Methodik zur Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoffanlage

4.3.1. Überblick Modellansatz

Die im Rahmen dieses Projektes verwendete Methodik zur Analyse einer prototypischen Elektrolyse-H₂-Speicheranlage im Betrieb mit erneuerbar erzeugtem Strom basiert auf den Erfahrungen seitens

der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) aus mehreren Systemanalyseprojekten, die meisten davon für oder gemeinsam mit der Industrie. Dabei wurden jeweils die Interessen der unterschiedlichen Industriesektoren parametrisch durchgespielt und zwar der Elektrizitätsindustrie [Bürger-2, 2012], [VDE, 2009], [VDE, 2012], der Automobilindustrie [Bürger-1, 2012], der Erdgasindustrie [dena PtG, 2012], der Ölindustrie, der Chemieindustrie [ChemCoast, 2013] sowie einiger Regionen [Stiller, 2010]. Die verwendeten Technologie- und Wirtschaftlichkeitsparameter wurden dabei zunehmend verfeinert und wurden im Rahmen dieses Projektes mit den Projektpartnern abgestimmt.

Obwohl das Simulationsmodell für beliebige Stromquellen entwickelt wurde, lag der Fokus aller Arbeiten stets auf der Nutzung erneuerbaren Stroms. Grund dafür ist, dass Stromspeicherung insbesondere für die Tage- oder Wochenspeicherung für fluktuierende erneuerbare Energie wie Windenergie oder Photovoltaik erforderlich ist. Alle bei LBST bisher durchgeführten Analysen haben sich dabei auf Deutschland oder einzelne deutsche Regionen bezogen, lassen sich aber – unter der Voraussetzung der Datenverfügbarkeit im entsprechenden Detaillierungsgrad – auch auf andere Regionen Europas übertragen. Dieses wird derzeit im Rahmen des HyUnder-Projektes angewendet [HyUnder, 2013].

Als bedeutende Wasserstoff-Nachfragesektoren wurden für die Modellierung der Transportsektor (Kraftstoff), der Erdgassektor (Beimischung 0-100% mit oder ohne Methanisierung), der Elektrizitätssektor (Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung) und der Industriesektor (Grundstoff) ausgewählt. Obwohl das gewählte Modell im Wesentlichen die Wasserstoffkosten frei Kaverne ermittelt, nicht jedoch die der weiteren Transport- und Verteilinfrastruktur (z.B. Konditionierung, H₂-Transport, etc.) oder der verbrauchsnahe Prozesse (z.B. Betankung/Abfüllung), werden die jeweiligen Unterschiede dennoch durch unterschiedliche Nachfrageprofile der einzelnen sektoralen Anwendungen berücksichtigt. Die unterschiedlichen Systemkonfigurationen und H₂-Nachfragekombinationen werden im Folgenden als „Pfade“ bezeichnet.

Das Modell für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Wasserstoffanlage wurde insbesondere aus der Sicht der potenziellen Geschäftsoptionen (business cases) entwickelt, d.h. es ist produktions- aber nicht verbrauchsorientiert angelegt. Das bedeutet, dass das Modell nicht verwendet werden kann, um z.B. den Gesamtstromspeicherbedarf einer Region oder eines Landes zu ermitteln. Vielmehr liegt sein Fokus auf pragmatischen, anwendungsnahen Analysen einzelner H₂-Salzkavernenspeicheranlagen und ihrer Einbettung in das Energiesystem stromproduktions- und H₂-nachfrageseitig. Die so definierten und für eine Region oder Land prototypischen Anlagen spiegeln die spezifischen Einsatzbedingungen wider und können in folgenden Analysen verwendet werden, um (a) konkrete Speicherprojekte vorzubereiten und (b) projektspezifische Daten für die Modellierung des Gesamtspeicherpotenzials erneuerbaren Stromes einer Region/eines Landes mit Hilfe von Wasserstoff bereitzustellen.

Die hier angewendeten Modellierungswerkzeuge können jeden gewünschten technischen Entwicklungsstatus der beteiligten Technologien über der Zeit abbilden. Um jedoch relevante Ergebnisse zu erzielen, hat sich aus der Sicht von LBST die Fokussierung auf zwei Zeithorizonte als nützlich erwiesen:

- **Früher Markt (2025-2030):** In Anbetracht des Zubaus erneuerbarer Stromkapazität bzw. der Etablierung erster relevanter Wasserstoffmengen als Kraftstoff für den Verkehrssektor ist dies der Zeitraum, in dem sich erste nennenswerte Absatzmärkte für erneuerbar hergestellten Wasserstoff und die Notwendigkeit zur Kavernenspeicherung entwickeln. Des

Weiteren ist die Datenlage aus bekannten und akzeptierten Studien ausreichend, um das Modell mit abgestimmten Daten zu parametrisieren. Auf der anderen Seite befinden sich jedoch die Schlüsseltechnologien noch in ihrer Einführung, d.h. langfristige Kostenreduktionsziele sind noch nicht erreicht (MW-(PEM)-Elektrolyseure, große H₂-Kompressoren, Kavernenbetrieb mit Wasserstoff, wenig Erfahrungen im Umgang mit Anlagensicherheit und noch ungewisse öffentliche Akzeptanz).

- **Etablierter Markt (2050):** In diesem Zeitraum dürfte H₂-Salzkavernenspeicherung zu einer etablierten Technologie für die langfristige Energie- und Stromspeicherung werden. Das heißt, dass die Komponentenkosten die langfristigen Kostenreduktionsziele erreichen werden und die Sicherheit kein Thema öffentlicher Aufmerksamkeit mehr sein wird, sodass die Technologie breite Akzeptanz in der Öffentlichkeit erreichen wird (d.h. in allen Aspekten vergleichbar mit der Speicherung von Erdgas in Salzkavernen).

LBST verfolgt mit der Methodik einen konservativen Ansatz, um die parametrischen Leitplanken für die H₂-Nachfrage für jeden der beteiligten Sektoren zu ermitteln. Der Phantasie und dem Erfindungsreichtum künftiger Nutzer sind jedoch keine Grenzen gesetzt, Betriebsmodi so auszuwählen, dass möglichst viele Synergien aus einer gemeinsamen H₂-Infrastruktur abgeleitet werden können, wie z.B. die betriebswirtschaftliche Bewertung von Sauerstoff als Nebenprodukt.

Der Modellansatz besteht aus zwei funktionalen Schritten. Im ersten Schritt wird für eine prototypische Anlage der Standort charakterisiert und die Auslegung näher bestimmt. Hierzu fließen wesentliche standortabhängige Parameter (wie z.B. EE-Potential sowie H₂-Nachfrage in unmittelbarer Nähe des Standorts, geologische Beschaffenheit der Salzkavernen etc.) in die Analyse ein und ermöglichen so eine genauere Definition des für die weitere Modellierung zugrunde gelegten Systems. Dabei werden grundsätzlich die Ergebnisse aus Schritt 1 als Inputparameter in Arbeiten in Schritt 2 verwendet.

Der erste besteht in der Auswahl eines geeigneten Kavernenstandortes, um die späteren Simulationen möglichst praxisnah durchzuführen. In diesem Modell werden geologische Randbedingungen und Kriterien und anwendungsspezifische Randbedingungen wie Energieinfrastrukturen für ausgewählte relevante Kavernenstandorte zur Deckung gebracht. Dieser Arbeitsschritt mündet in der Auswahl einer prototypischen Kaverne für einen bestimmten Geschäftsfall. Im Rahmen dieses Projektes haben wir einen prototypischen Kavernenstandort angenommen. Als mögliche prototypische Standorte bieten sich daher die Kavernenfelder ganz im Nordwesten Deutschlands (z.B. Jemgum, Nüttormoor) oder im Raum Unterelbe (z.B. Ohrensen, Harsefeld oder Brunsbüttel) an. Während die erstgenannten z.B. Zugang zum Kraftstoff- und Chemieindustriemarkt in Nordrhein-Westfalen haben, gilt dasselbe für den Unterelberaum für den Großraum Hamburg und Hannover.

Der zweite Schritt beinhaltet eine detaillierte techno-ökonomische Analyse der Wasserstoff-Speicherung unter Berücksichtigung des jeweiligen Technologiestatus, der Betriebsoptima in Abhängigkeit von Strompreisen, der erforderlichen Investitionen und der dazugehörigen Betriebskosten.

Die wichtigsten Komponenten dieser Modellierung sind

- techno-ökonomische Simulation der Wasserstoff-Speicherung (Produktionsprofile, Füllstand, deren Begrenzungen nach Auflösung in Stunden),

- Wasserstoff-Bedarfsmodellierung (Absatzmengen für den Wasserstoff in Abhängigkeit des Absatzsektors und des/der Nachfrageprofile(s)) und
- Strompreismodellierung (mittlere Jahresstromkosten und –preise bzw. Strompreisvolatilität und -verlauf in jahresständlicher Auflösung).

Wesentliche Ergebnisse der Modellierung sind detaillierte Analysen technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen. Im Rahmen des Modellansatzes lassen sich auch für ausgewählte Fälle die dynamischen Betriebseigenschaften der unterschiedlichen Elektrolysetechniken („Überlastfähigkeit“) parametrisch analysieren. Die Ergebnisse lassen sich dann später auch für detaillierte Infrastrukturanalysen weiter verwenden.

Ein wesentlicher Grund für die Festlegung der Systemgrenze auf den Kavernenstandort ist, dass die erforderliche Infrastruktur zur Erschließung jedes einzelnen Nutzungssektor bzgl. Topographie und Kosten sehr unterschiedlich ausfallen kann und damit die wesentlichen elektrolysespezifischen Erkenntnisse beeinflussen könnte. Es sollte jedoch darauf hingewiesen werden, dass die Kosten der erforderlichen H₂-Infrastruktur zum Erreichen des jeweiligen Endnutzers die Gesamtwirtschaftlichkeit einzelner Pfade bestimmen können. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse mit Berücksichtigung des jeweiligen H₂-Distributionspfades ist daher für eine Region zunehmend wichtig, je mehr sich die H₂-Salzkavernenspeicherung potenziellen Märkten nähert.

Die Hauptbestandteile des hier vorgesehenen Modellierungsansatzes sind Abbildung 4-10 zu entnehmen.

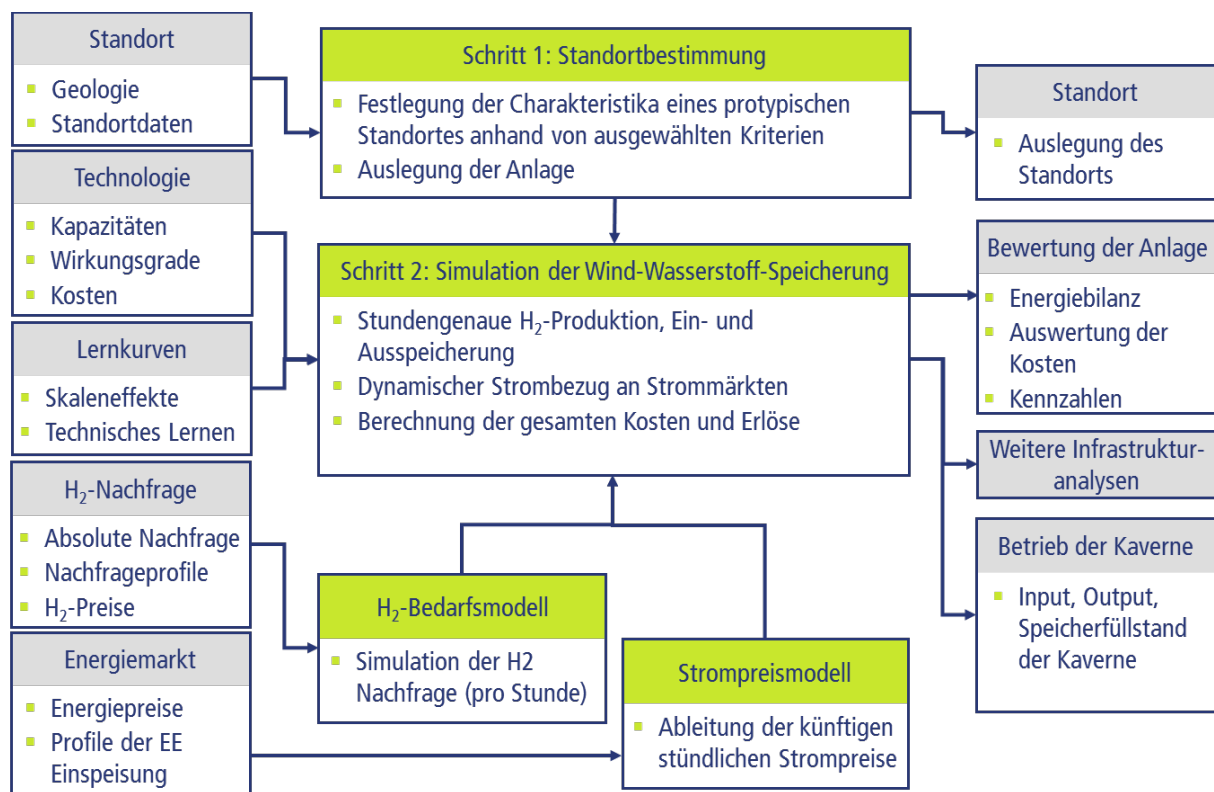


Abbildung 4-10: Übersicht über die Hauptelemente des H₂-Kavernen-Modellierungsansatzes

4.3.2. Simulation der Wasserstoff-Speicherung

Grundsätzlich ist für das betrachtete System eine Reihe von unterschiedlichen Anlagenkonstellationen denkbar, die so, je nach betrachtetem Fall, eine abweichende Abgrenzung des Systems erforderlich machen. So kann beispielsweise die Elektrolyse auf der einen Seite direkt an einen Windpark gekoppelt werden (d.h. Herstellung des „grünen“ Wasserstoff), oder auf der anderen Seite den Strom direkt am Strommarkt aus dem Netz beziehen (d.h. Betrieb mit Graustrom ohne Rücksicht auf die Herkunft der elektrischen Energie). Gleichzeitig kann aber auch im ersten Fall der Windpark als ein Teil des Gesamtsystems betrachtet werden und die Möglichkeit haben, den erneuerbaren Strom am Markt zu verkaufen.

Abbildung 4-11 stellt die maximale Auslegung der Anlage schematisch dar. Demnach besteht das betrachtete System aus einer Anlage zur erneuerbaren Stromerzeugung (EE-Anlage, z.B. Windpark), aus Elektrolyse inklusive der Kompressoren (zur Einspeicherung von Wasserstoff), aus einer unterirdischen Wasserstoffkaverne als Speicher, aus einer Rückverstromungsanlage (Gasturbine, GuD-Kraftwerk oder Brennstoffzelle) sowie aus weiteren obertägigen Anlagen nach der Kaverne zur Aufbereitung des Wasserstoffs vor der Auslieferung an die Verbraucher (z.B. Kompressoren oder Methanisierung, etc.). Die entsprechende Infrastruktur (Pipelinesystem, Trailer, Wasserstofftankstellen) sind nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung und damit nicht Bestandteil des Systems. Optionale bzw. alternative Beziehungen ergeben sich vor allem bei der Verknüpfung zum Stromnetz bzw. Strommarkt und implizieren die vorgegeben Netzrestriktionen bzgl. des Strombezugs und -verkaufs. Durch geschickte Auswahl von Inputparametern, Nachfrageprofilen, Netzrestriktionen und bestimmten Kontrollvariablen können jedoch die unterschiedlichen Konstellationen in einem flexiblen und generischen Modell abgebildet werden.

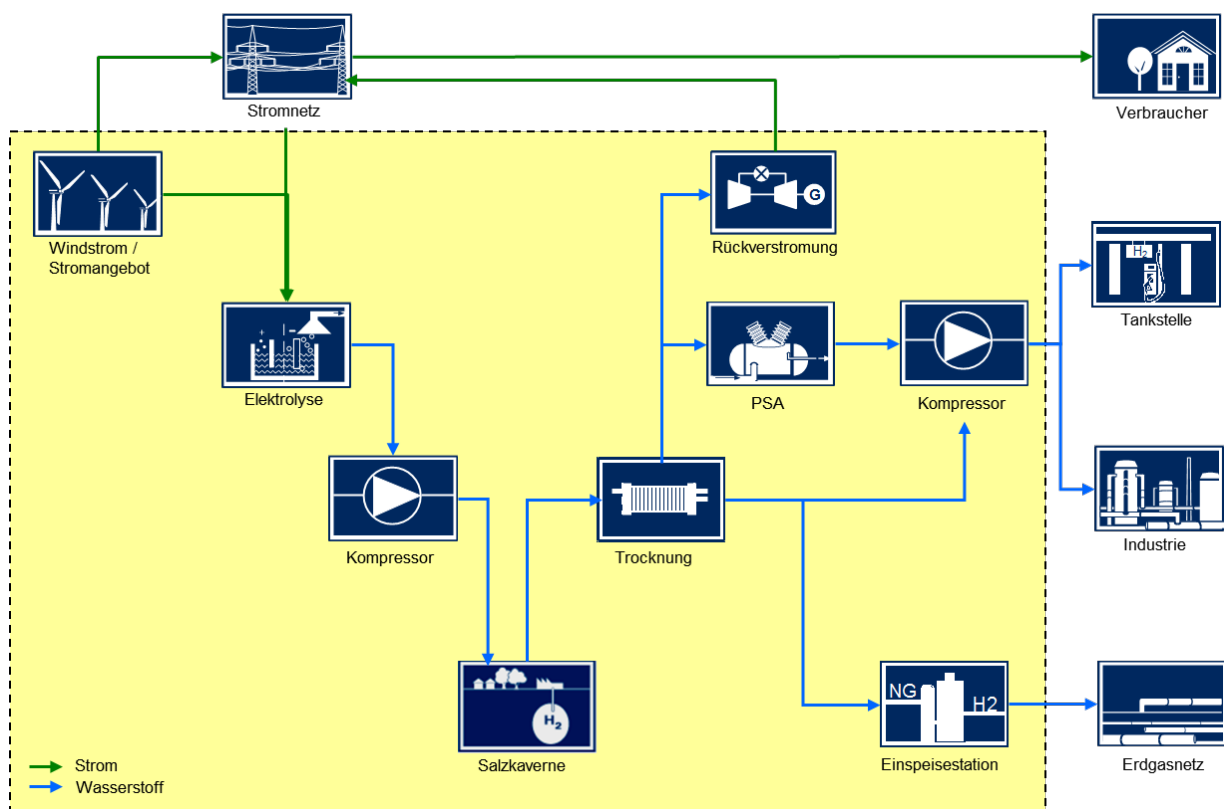


Abbildung 4-11: Schematische Abgrenzung des betrachteten Systems

a. Standardmodell für techno-ökonomisches Simulation

Das Kavernen-Simulationsmodell stellt die wesentliche Komponente der techno-ökonomischen Analyse der Wasserstoff-Speicherung dar. Als Inputdaten fließen in die Modellierung insbesondere die technologiespezifischen Parameter (spezifische Investitions- und Betriebskosten unter Berücksichtigung der Kostenreduktion durch technisches Lernen und Skaleneffekte, Wirkungsgrade, Lebensdauer, Kapazitätsrestriktionen etc.) sowie die jährlichen Profile für fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien, minimale und maximale Nachfrage nach Wasserstoff in den unterschiedlichen Sektoren und die dazugehörigen Energiepreise (Strompreise, Erdgaspreise) ein.

Die Simulation wird für ein prototypisches Jahr im Stundenraster durchgeführt und erlaubt auf diese Weise eine detaillierte Einsicht in die Betriebsführung des gesamten Systems (stündliche Produktionsentscheidungen der Elektrolyse, Füllstand des Speichers, Ausspeicherung aus der Kaverne etc.). Neben der günstigsten Betriebsweise der einzelnen Anlagenkomponenten wird im Rahmen der Modellierung auch die optimale Auslegung des gesamten Systems ermittelt. Dies erfolgt durch die simultane Optimierung in Bezug auf die kurzfristige Produktionsentscheidung und langfristige Investitionsentscheidung für die Elektrolyse, Speichervolumen und Anlagengröße zur Wasserstoffausspeicherung nach der Kaverne (z.B. Kompressoren, Methanisierungsanlage, etc.).

Der Gesamtwert des Systems wird dabei als Kapitalwert über alle Investitionsausgaben, verbleibende Residualwerte am Ende des Planungshorizonts sowie potenzielle Umsätze und laufende Kosten auf Basis eines prototypischen Jahres berechnet. Das bedeutet, dass die detaillierte, stündliche Betriebssimulation für ein repräsentatives Jahr durchgeführt wird und die Ergebnisse dieser Jahressimulation unverändert für alle Perioden des Planungshorizonts übernommen werden. Die diskontierten jährlichen Cash Flows (Summe über alle Umsätze innerhalb eines Jahres abzüglich der variablen und fixen Kosten des Jahres) abzüglich der Investitionsausgaben zur Kapazitätserweiterung und zuzüglich der diskontierten Restwerte der Anlagen am Ende des Planungshorizonts ergeben schließlich den Kapitalwert (NPV – Net Present Value) des Gesamtsystems, den es zu maximieren gilt. Das entsprechende mathematische Problem wird als ein lineares Programm (LP) formuliert und mit kommerziell verfügbaren Solvern gelöst.

Das zugrundeliegende Maximierungsproblem ist in Gleichungen (4-1)-(4-27) definiert, wobei die Gleichungen (4-1)-(4-6) die Zielfunktion und die Gleichung (4-7)-(4-27) die dazugehörigen Nebenbedingungen beschreiben. Die jährlichen Cashflows in der Zielfunktion (Summe über die gesamten Umsätze TR_h abzüglich der gesamten variablen Kosten TVC_h in der Stunde h abzüglich der gesamten fixen Kosten TFC des betrachteten Jahres) werden als eine Annuität über den gesamten Planungshorizont T betrachtet, deren Barwert durch die Multiplikation mit dem entsprechenden Annuitätenfaktor unter Berücksichtigung des Zinssatzes r ermittelt werden kann. Der Kapitalwert des Systems (NPV) ergibt sich schließlich aus dem Barwert der jährlichen Cashflows abzüglich der gesamten Investitionsausgaben TI am Anfang des Planungshorizontes zuzüglich des diskontierten gesamten Restwerts TRV aller Systemkomponenten.

$$\max NPV = \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T} * \left[\left(\sum_{h \in H} TR_h - TVC_h \right) - TFC \right] - TI + \frac{1}{(1+r)^T} * TRV \quad (4-1)$$

Die stündlichen Gesamtumsätze TR_h ergeben sich aus der Multiplikation der verkauften Wasserstoffmenge mit dem dazugehörigen Preis in der Stunde h in allen Sektoren. Dabei stehen p_h^e für den Strompreis am Strommarkt, q_h^r für die verkaufte Strommenge durch die EE-Anlage (z.B.

Windpark), q_h^e für die verkaufte Strommenge durch die Rückverstromung am Strommarkt, q_h^m bzw. p_h^m für die H₂-Verkaufsmenge bzw. Preis im Verkehrssektor, q_h^i bzw. p_h^i für die H₂-Verkaufsmenge bzw. Preis im Industriesektor und q_h^g bzw. p_h^g für die H₂-Verkaufsmenge bzw. Preis im Erdgassektor.

$$TR_h = p_h^e * (q_h^r + q_h^e) + p_h^m * q_h^m + p_h^i * q_h^i + p_h^g * q_h^g \quad (4-2)$$

Die gesamten variablen Kosten TVC_h sind die Summe aus Strombezugskosten bei Stromzukaufen entweder direkt von der EE-Anlage oder über den Strommarkt (Strompreis p_h^e multipliziert mit der Strommenge direkt aus der EE-Anlage x_h^r oder aus dem Stromnetz x_h^e), aus Produktionskosten der Elektrolyse (spezifischen Produktionskosten wie Wasserkosten oder Stromkosten für die Kompression c_h^p multipliziert mit den entsprechenden Produktionsmengen) sowie aus Ausspeicherungskosten für die verschiedenen Sektoren (spezifische Kosten c_h^e , c_h^m , c_h^i , c_h^g multipliziert mit den dazugehörigen Mengen). Die spezifischen Kosten der Ausspeicherung können dabei sowohl die Stromkosten für die Kompressoren oder Wasserstoffreinigung als auch weitere Kostenkomponenten (wie z.B. CO₂-Kosten bei Methanisierung) beinhalten.

$$TVC_h = p_h^e * (x_h^r + x_h^e) + c_h^p * (x_h^r + x_h^e) + c_h^e * q_h^e + c_h^m * q_h^m + c_h^i * q_h^i + c_h^g * q_h^g \quad (4-3)$$

Die gesamten fixen Kosten TFC werden für jede Komponente des Systems als fixer Anteil des Anlagenwertes betrachtet. Aus diesem Grund wird für jede Komponente die gesamte installierte Leistung der Anlage (ursprüngliche Leistung vor der Investition K und neu installierte Leistung durch die Investition I) mit den dazugehörigen spezifischen Investitionsausgaben pro Kapazitätseinheit c_i und dem Anteil der fixen Kosten γ multipliziert. Der obere Index k steht dabei für einzelne Komponenten der gesamten Anlage.

$$TFC = \sum_k (I^k + K^k) * c_i^k * \gamma^k \quad (4-4)$$

Die gesamten Investitionsausgaben TI werden als Multiplikation der neu installierten Kapazität mit den dazugehörigen spezifischen Investitionsausgaben pro Kapazitätseinheit der jeweiligen Systemkomponente berechnet.

$$TI = \sum_k I^k * c_i^k \quad (4-5)$$

Die Restwerte für die einzelnen Systemkomponenten ergeben sich aus der Multiplikation der jeweiligen Investitionsausgaben mit der restlichen Lebensdauer (gesamte Lebensdauer l abzüglich des Planungshorizonts T) dividiert durch die gesamte Lebensdauer der jeweiligen Anlage:

$$TRV = \sum_k I^k * c_i^k * \frac{l^k - T}{l^k} \quad (4-6)$$

Die Gleichungen (4-7)-(4-27) beinhalten dabei die entsprechenden Restriktionen für das zu optimierende System. Zunächst gelten für die H₂-Produktionsmengen, das Speichervolumen und die

H₂-Auspeicherung Kapazitätsrestriktionen der entsprechenden Anlagenkomponenten, die durch die Investitionen erweitert werden können:

$$x_h^r + x_h^e \leq \bar{K}^{Elektrolyse} + I^{Elektrolyse}, \forall h, k \quad (4-7)$$

$$q_h^k \leq \bar{K}^k + I^k, \forall h \quad (4-8)$$

$$\underline{K}^{Speicher} \leq s_h \leq \bar{K}^{Speicher} + I^{Speicher}, \forall h, \quad (4-9)$$

$$I^k \leq \bar{I}^k, \forall k \quad (4-10)$$

Für die Nutzung des erneuerbaren Stroms (bzw. für die H₂-Produktion oder direkten Verkauf am Markt) gilt außerdem die Restriktion aus der wetterabhängigen Verfügbarkeit \bar{q}^r dieser Technologie.

$$q_h^r + x_h^r \leq \bar{q}^r, \forall h \quad (4-11)$$

Weiterhin werden die stündlichen Verkaufsmengen in jedem Sektor durch die minimale bzw. maximale Nachfrage (bzw. im Falle der Stromsektors durch die Netzrestriktionen) \underline{d}_h bzw. \bar{d}_h beschränkt:

$$\underline{d}_h^e \leq q_h^r + q_h^e \leq \bar{d}_h^e, \forall h \quad (4-12)$$

$$x_h^e \leq \bar{d}_h^e, \forall h \quad (4-13)$$

$$\underline{d}_h^m \leq q_h^m \leq \bar{d}_h^m, \forall h \quad (4-14)$$

$$\underline{d}_h^m \leq q_h^m \leq \bar{d}_h^m, \forall h \quad (4-15)$$

$$\underline{d}_h^g \leq q_h^m \leq \bar{d}_h^g, \forall h \quad (4-16)$$

Die gespeicherte Wasserstoffmenge am Ende der Stunde h ergibt sich aus dem Speicherfüllstand am Ende der Vorperiode $h-1$ zuzüglich der Wasserstoffproduktion und abzüglich der Ausspeicherung in der betrachteten Stunde unter Berücksichtigung der entsprechenden Wirkungsgrade η des gesamten Pfades.

$$s_h = s_{h-1} + x_h^r * \eta^p + x_h^e * \eta^p + q_h^m \frac{1}{\eta^m} - q_h^i \frac{1}{\eta^i} - q_h^g \frac{1}{\eta^g} - q_h^e \frac{1}{\eta^e}, \forall h \quad (4-17)$$

Dabei entspricht der Speicherfüllstand in der letzten Periode des prototypischen Jahres dem Speicherfüllstand aus der ersten Periode. Das Modell geht von einem *Perfect Foresight*, also einer auf das Bezugsjahr optimierten Kavernenspeicherauslegung aus.

$$s_1 = s_{8760} \quad (4-18)$$

Schließlich muss für alle Entscheidungsvariablen die Bedingung der Nichtnegativität gelten.

$$q_h^r \geq 0, \forall h; q_h^e \geq 0, \forall h; \quad (4-19);$$

$$(4-20)$$

$$x_h^r \geq 0, \forall h; x_h^e \geq 0, \forall h; \quad (4-21);$$

$$(4-22)$$

$$q_h^m \geq 0, \forall h; q_h^i \geq 0, \forall h; q_h^g \geq 0, \forall h; \quad (4-23);$$

$$(4-24); (4-25)$$

$$s_h \geq 0, \forall h; \quad (4-26)$$

$$I^{In} \geq 0; I^{St} \geq 0; I^{Out} \geq 0; I^{Re} \geq 0 \quad (4-27)$$

b. Alternatives Heuristik-Modell zur Simulation der Überlastfähigkeit

Die zuvor vorgestellte Methodik ist ein Modell der linearen Programmierung. Sie kann zwar auf der einen Seite vergleichsweise einfach aufgestellt und implementiert werden, hat jedoch auf der anderen Seite in Bezug auf die Analyse der verschiedenen Elektrolysetechnologien gewisse Einschränkungen. Insbesondere die Überlastfähigkeit der PEM-Elektrolyse erfordert einen multiplikativen Zusammenhang zwischen der eigentlichen Ausbringungsmenge und dem dazugehörigen Wirkungsgrad der Anlage, der mit einem LP-Modell nicht mehr abgebildet werden kann. Aus diesem Grund wurde ein zweites Modell entwickelt und für ausgewählte Untersuchungen eingesetzt. Das alternative Modell basiert auf einer Heuristik, bei der die optimale Auslegung und der Betrieb der gesamten Anlage im iterativen Prozess bestimmt werden. Da dadurch die Ergebnisse des Modells vergleichsweise ungenauer und mit langen Rechenzeiten verbunden sind, wird es nur für ausgewählte Fälle der Sensitivitätsanalyse verwendet.

Das Modell basiert auf der grundsätzlichen Annahme, dass die Wasserstoffnachfrage für den zugrundeliegenden Anwendungsfall fest vorgegeben wird und die Nachfrage von der Produktion unabhängig ist. Die Produktionsentscheidung hängt dabei von einer Preisschwelle ab, die entweder (1) den maximalen Einkaufspreis für Strom (wie in Abbildung 4-12 dargestellt) oder (2) den minimalen Verkaufspreis für Wasserstoff abbildet. Sinkt im ersten Fall der Strompreis unter die vorgegebene Preisschwelle, so wird die Elektrolyse mit voller Leistung eingesetzt. Im zweiten Fall wird die Leistung der Elektrolyse für jede Stunde anhand eines operativen Cash Flows bestimmt, der sich aus den Verkaufserlösen (Leistung multipliziert mit dem vorgegeben Schwellenpreis für den H₂-Verkauf) abzüglich der entsprechenden Stromkosten ergibt (Leistung multipliziert mit dem dazugehörigen Börsenpreis). Dabei wird die Leistungsstufe der Elektrolyse (Normleistung oder jede beliebige Überlaststufe) gewählt, die den höchsten Cash Flow verspricht. Bei negativen Cash Flows in allen Leistungsstufen steht die Elektrolyse still. In den Stunden, in denen die Elektrolyse nicht zum Einsatz kommt, wird jedoch ein warmer Stand-by der Anlage bei ca. 1%-2% der installierten Leistung unterstellt. Die Cash Flow Betrachtung bei Überlast berücksichtigt dabei auch den Trade-Off zwischen den höheren Erträgen aus Überlast und den entsprechenden Effizienzverlusten durch verringerten

Wirkungsgrad der Anlage. Bei Betrieb in Überlast wird außerdem sichergestellt, dass die Anlage in der darauffolgenden Stunde maximal bei Normleistung betreiben wird, um die Überhitzung des Systems zu verhindern.

In beiden Fällen wird darüber hinaus der Einfluss der EE-Einspeisung an dem entsprechenden Standort der Anlage berücksichtigt. Übersteigt die optimale Leistungsstufe der Elektrolyse die aktuelle Einspeisung aus dazugehörigen erneuerbaren Energien, so wird die Wasserstoffproduktion entsprechend modular heruntergesetzt.

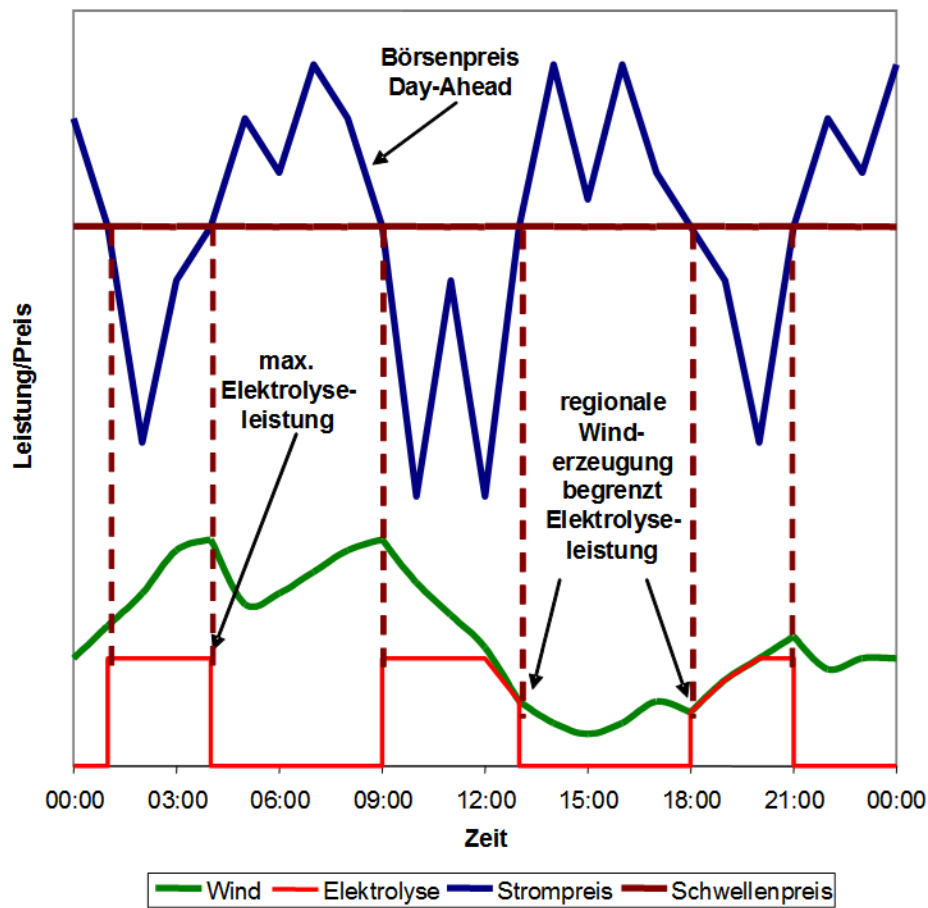


Abbildung 4-12: Alternatives Modell für PEM-Elektrolyse

c. Wasserstoff-Bedarfsmodell

Das Wasserstoff-Bedarfsmodell liefert ein detailliertes jährliches H_2 -Nachfrageprofil aufgelöst nach Stunden. Das H_2 -Bedarfsmodell berücksichtigt die Wasserstoffnachfrage an der Tankstelle, Beimischung von Wasserstoff zum Erdgasnetz (favorabel an einer Transportleitung, ggfs. auch Methanisierung oder Belieferung von 100% Wasserstoffnetzen), sowie die Nutzung als Grundstoff oder Rohstoff durch die Industrie. Jede dieser Anwendungen ist durch ein charakteristisches Verbrauchsprofil gekennzeichnet.

Für die Transportanwendung hängt das Bedarfsprofil vom Verhalten des individuellen Verbrauchers ab, das in erster Näherung von den monatlichen, wöchentlichen oder täglichen Profilen der konventionellen Tankstellen abgeleitet werden kann und über Tankstellenbelieferungen in größeren Abständen geglättet wird.

Das H_2 -Bedarfsprofil bei Nutzung im Erdgasnetz (Zumischung zu Erdgas, Lieferung reinen Wasserstoffes in ein umgerüstetes Erdgasnetz oder Methanisierung zu SNG und Zumischung zu Erdgas) hängt von der beabsichtigten bzw. zulässigen Vermarktungsstrategie von Erdgas ab. Bisher wurde z.B. ausschließlich von einer Zumischung bis zu maximal 5% (volumetrisch) zu Erdgas ausgegangen. Es bestehen dabei zwei Verkaufsstrategien:

- Für den Fall, dass die beigemischte Menge Wasserstoff in einem Gasnetzsegment immer kleiner als 5% ist, besteht die einzige (ökonomische) Randbedingung in den fluktuierenden Erdgaspreisen, die für die Maximierung der Erlöse aus dem H_2 -Verkauf anzusetzen sind.
- Für den Fall, dass die beigemischte Menge Wasserstoff genau 5% der Erdgasmenge ausmacht, richtet sich die Zumischung nach dem stündlichen Erdgasdurchfluss, sofern die entsprechenden Informationen vorliegen.

Darüber hinaus kann das H_2 -Nachfrageprofil grundsätzlich von der nachgelagerten Versorgungskette abhängen (z.B. ist die H_2 -Verflüssigung eine Baseload-Technologie, die nur durch eine geringe Dynamik charakterisiert ist und daher zur konstanten H_2 -Nachfrage bzw. Ausspeicherung aus der Kaverne führt; auch führt z.B. der Einsatz von H_2 -Trailern wegen der Trailerbelade- und -entladespitzen, die auf einen Tagesbetrieb beschränkt sein können, im Vergleich zum Rohrleitungstransport zu einer höheren Volatilität des Nachfrageprofils). Da die vorliegenden Analysen die nachgelagerte Infrastruktur nur bedingt berücksichtigen, werden für die weiteren Untersuchungen der H_2 -Nachfrageprofile vereinfachende Annahmen getroffen. Wichtigstes Ergebnis der H_2 -Bedarfsmodellierung ist sowohl der gesamte Wasserstoffbedarf für ein Modellierungsjahr und die relative dynamischen Bedarfsprofile.

d. **Strompreismodell**

Der Strompreis und die dazugehörigen Stromkosten haben einen großen Einfluss auf die Produktionskosten und die Profitabilität der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff. Es gibt eine Vielzahl von Ansätzen zur Modellierung künftiger Strompreise mit wachsenden Anteilen erneuerbaren Stromes wie z.B. Fundamentalmodelle (die eine Vielzahl technischer Einschränkungen berücksichtigen) oder spieltheoretische Ansätze (unter Annahme oligopolistischer Marktstrukturen auf Basis des sog. Nash-Gleichgewichts) bis hin zu ökonometrischen und Finanzmodellen (mit Fokus auf Preis-Zeitreihen und expliziter Modellierung von Unsicherheiten an den Energiemärkten). Der Vorteil all dieser Modelle ist ihre Verankerung in wirtschaftswissenschaftlicher Theorie und dem Ansatz mathematisch optimaler Lösungen. Auf der anderen Seite leiden diese Modelle auch unter der hohen Modellierungskomplexität und den anspruchsvollen Lösungsalgorithmen. Diese Modelle erfordern daher typischerweise große Input-Datenmengen und Rechnerleistungen, wenn die Simulationen auf Jahresstundenbasis durchgeführt werden.

Im Rahmen der vorliegenden Analysen wird grundsätzlich auf eine eigenständige Modellierung verzichtet und es werden die Strompreise in stündlicher Auflösung übernommen, die im Rahmen der Modellierung im Kapitel 5 bestimmt wurden. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass abhängig vom gewählten statistischen Preisprofil die Simulationsergebnisse abweichen können.

4.4. Simulationsergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserstoff-Anlage

4.4.1. Definition der Szenarien und der Sensitivitätsanalysen

Das wesentliche Ziel der vorliegenden Arbeiten besteht in der Analyse der Wirtschaftlichkeit einer prototypischen Wasserstoff-Anlage in den unterschiedlichen H₂-Märkten und Zeithorizonten, wobei ein wichtiger Fokus auch auf dem Vergleich der beiden Elektrolysetechnologien liegt. Um die Anzahl der untersuchten Fälle überschaubar zu halten werden aus der Vielzahl der potenziellen Parameterkonstellationen (4 H₂-Märkte, 2 Zeithorizonte, 2 Elektrolysetechnologien etc.) insgesamt 5 Szenarien festgelegt:

- **Szenario „Mobilität 2025“:** Für dieses Szenario werden die Energiepreise sowie der technologische Fortschritt aus dem Jahr 2025 unterstellt. Dabei entsprechen die spezifischen techno-ökonomischen Parameter für die Elektrolyse einer 5 MW Anlagenklasse. Der produzierte Wasserstoff wird ausschließlich im Verkehr eingesetzt, sodass das Bedarfsprofil durch die H₂-Nachfrage an der Tankstelle bestimmt wird. Die oberirdische Anlage nach dem Speicher besteht aus Wasserstoffreinigung mittels PSA (Druckwechseladsorption) und einem Verdichter zur Trailerbefüllung. Der H₂-Verkaufspreis wurde aus [HyUnder, 2013] entnommen und entspricht der Kostenparität pro gefahrenem Kilometer mit konventionellen Fahrzeugen.
- **Szenario „Mobilität 2050“:** Das Szenario ist analog zum Szenario „Mobilität 2025“ zu betrachten. Die Energiepreise und der technologische Fortschritt entsprechen jedoch den Parametern für das Jahr 2050 (d.h. für Elektrolyse wurden die Inputwerte einer 100 MW Anlage herangezogen). Das Nachfrageprofil und die Zusammensetzung der Anlagenkomponenten bleiben unverändert. Aufgrund der steigenden Preise für Diesel und Benzin erhöht sich auch der H₂-Verkaufspreis.
- **Szenario „Industrie 2050“:** In diesem Fall werden die Energiepreise sowie techno-ökonomischen Parameter ebenfalls für das Jahr 2050 herangezogen. Der Wasserstoff wird jedoch ausschließlich an die Industrie zu einem durchschnittlichen Preis von 2 €/kg_{H₂} als Paritätspreis zum Wasserstoff aus der Dampfreformierung abgegeben. Zur Vereinfachung wird ferner ein konstantes Nachfrageprofil unterstellt. Für die oberirdische Anlagentechnik werden nur die Trocknung sowie ein Verdichter für die Trailerbefüllung benötigt.
- **Szenario „Erdgasnetz 2050“:** In diesem Szenario wird der elektrolytisch produzierte Wasserstoff ausschließlich in das Erdgasnetz eingespeist. Der dazugehörige H₂-Verkaufspreis richtet sich dabei grundsätzlich nach dem zugrunde gelegten stündlichen Marktpreis. Auch hier wurde das Nachfrageprofil zur Vereinfachung als konstant angenommen. Die Anlagentechnik besteht aus einer Trocknungsanlage und einer Einspeisestation, die techno-ökonomischen Inputparameter gelten für das Jahr 2050.
- **Szenario „Elektrizität 2050“:** Dieses Szenario beschränkt sich auf die Rückverstromung des Wasserstoffs und bezieht sich damit ausschließlich auf den Stromsektor. Dazu wird ein typisches Stromnachfrageprofil für Deutschland angenommen und die H₂-Verkaufspreise richten sich nach den entsprechenden Strommarktpreisen. Die Anlage nach dem Speicher besteht aus Trocknung und einer Gasturbine zur Rückverstromung. Die techno-ökonomischen Inputparameter gelten wiederum für das Jahr 2050.

Kriterien	Mobilität 2025 /2050	Industrie 2050	Erdgasnetz 2050	Elektrizität 2050
Nachfrageprofil	Tankstelle	Konstant	Konstant	Typische Stromnachfrage
H ₂ -Preis* [€/kg _{H2}]	5,38/6,37**	2,00	NG-Preis	Strompreis
Oberirdische Anlage (Komponenten nach Speicher)	PSA + Verdichter	Verdichter + Trocknung	Einspeisestation + Trocknung	Kraftwerk + Trocknung

* Alle Preise als „zu erzielende Preise“ in heutigen Märkten, Preisdifferenzierung kann sich zukünftig ändern, ohne Infrastruktur & Retail

** FECV: 0,54 kg/100 km, Infrastruktur & Retail Kosten: ca. 3,00 €/kg_{H2}
 Diesel: 1,70 / 2,21 €/litr, 2,95 ltr/100 km, H₂-Äquivalenzkosten: 4,38 - 5,31 €/kg_{H2}
 Benzin: 1,80 / 2,25 €/litr, 3,50 ltr/100 km, H₂-Äquivalenzkosten: 6,38 – 7,43 €/kg_{H2}
 Mehrwertsteuer 19%, Kraftstoffsteuer 13,90/57,15 €/MWh

Tabelle 4-1: Überblick über ausgewählte Szenarien

Die 5 Szenarien werden dabei sowohl für die alkalische Elektrolyse als auch für die PEM-Elektrolyse jeweils separat berechnet, wobei die Überlastfähigkeit der Anlagen erst in der Sensitivitätsanalyse untersucht wird. Um den Einfluss der einzelnen Inputparameter auf die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Anlage zu untersuchen, werden darüber hinaus folgende Sensitivitäten auf der Basis des Szenarios „Mobilität 2050“ berechnet:

- **Kosten der Elektrolyse:** für beide Anlagentypen werden die spezifischen Investitionskosten mit den Faktoren 25%, 50%, 150% und 200% multipliziert, um den Einfluss des technologischen Fortschritts sowie der Skaleneffekte bei Etablierung der jeweiligen Technologie zu betrachten.
- **Kosten für die Salzkaverne:** die spezifischen Investitionskosten der Salzkaverne werden mit den Faktoren 25%, 50%, 150% und 200% multipliziert, um den Einfluss der Speicherkosten zu untersuchen.
- **Retrofit der Elektrolyse:** durch die Variation der Auslastung der Elektrolyse wird der Einfluss der Zellstapellebensdauer und damit der entsprechenden Investitionskosten auf die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage untersucht.
- **Dynamischer Betrieb PEM-Elektrolyse:** im Rahmen dieser Untersuchung wird die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Anlage mit einer PEM-Elektrolyse mit Hilfe des alternativen Ansatzes für das Szenario „Mobilität 2050“ analysiert. Damit wird der Einfluss der Überlastfähigkeit dieser Anlage untersucht.
- **Synergieeffekte zwischen Mobilität und Rückverstromung:** unterschiedliche Lastgänge aus den ausgewählten Märkten führen zu besserer Auslastung der Elektrolyse und der Kaverne.

4.4.2. Inputparameter

a. Annahmen H₂-Bedarf und Anlagenauslegung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeiten wurde grundsätzlich für alle Szenarien und Sensitivitätsanalysen die gleiche absolute H₂-Nachfrage unterstellt. Auf diese Weise wird die Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse weitestgehend gewährleistet. Dabei wurde angenommen, dass der H₂-Bedarf einer prototypischen Wasserstoff-Anlage an dem ausgewählten

Standort ca. 24.000 t_{H₂}/a beträgt. Dies entspricht einer H₂-Nachfrage von ca. 320.000 Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV – Fuel Cell Electric Vehicle) bei einer jährlichen Fahrleistung von 14.000 km und einem Wasserstoffverbrauch von 0,54 kg_{H₂}/100km. Für eine Wasserstoff-Anlage würde dies je nach Auslastung zwischen 1.000 und 8.000 Volllaststunden eine Anlagengröße zwischen ca. 1.300 und 160 MW_{el} für die gegebene Nachfrage ergeben (bei einem Wirkungsgrad von 63% sowie unter Berücksichtigung von Trocknungsverlusten von 5%). Der benötigte Speicher richtet sich dabei am absoluten H₂-Bedarf aus und beträgt in Anlehnung an frühere Untersuchungen der LBST (z.B. [Bünger-1, 2012] oder [Bünger-2, 2012]) ca. 7%-22% des Bedarfs oder 1.700-5.500 t_{H₂}. Im Durchschnitt entspricht dies in etwa einer Salzkaverne mit einem Nettovolumen von 500.000 Nm³. Für weitere Untersuchungen dient die genannte Elektrolysekapazität nur als ein Richtwert und die tatsächliche Elektrolyseleistung wird im Rahmen der Optimierung festgelegt, während die Speichergröße für alle Szenarien übernommen wird. Damit wird in allen weiteren Analysen mit einer Standardkaverne mit einem Nettovolumen von 500.000 Nm³ gerechnet. Die entsprechenden Kennzahlen sind in Abbildung 4-13 zusammengefasst.

Festlegung der korrespondierenden H ₂ -Nachfrage für jedes Szenario			
Transport (2025/2050): 320.000 FCEVs; 14.000 km/a; 0,54 kg _{H₂} /km → 24.000 t _{H₂} /a	Industrie (2025/2050): 24.000 t _{H₂} /a für eine bessere Vergleichbarkeit mit Transportszenario	Erdgasnetz: 24.000 t _{H₂} /a für eine bessere Vergleichbarkeit mit Transportszenario	Elektrizität: 24.000 t _{H₂} /a für eine bessere Vergleichbarkeit mit Transportszenario
↓			
Reichweite Elektrolysekapazität & durchschnittlicher Speicherbedarf			
Elektrolysekapazität (+ Verdichter): Modellergebnis abhängig von Nutzung 1.000 h – 8.000 h → ca. 1.300 - 160 MW _{el} η = 63%; 5% Trocknungsverluste		Speichergröße: Aus Erfahrung: 7%-22% des Bedarfes ca. 1.700 t _{H₂} – 5.500 t _{H₂} Ø 3.700 t _{H₂} → ca. 500.000 m ³	

Abbildung 4-13: H₂-Nachfrage sowie entsprechende Auslegung der Anlage

Abbildung 4-14 stellt die absoluten Nachfrageprofile in den unterschiedlichen Szenarien dar. Die tatsächlich nachgefragte H₂-Menge in jeder Stunde ergibt sich dabei aus der Multiplikation des stündlichen Profils mit der absoluten H₂-Nachfrage von 24.000 t_{H₂}.

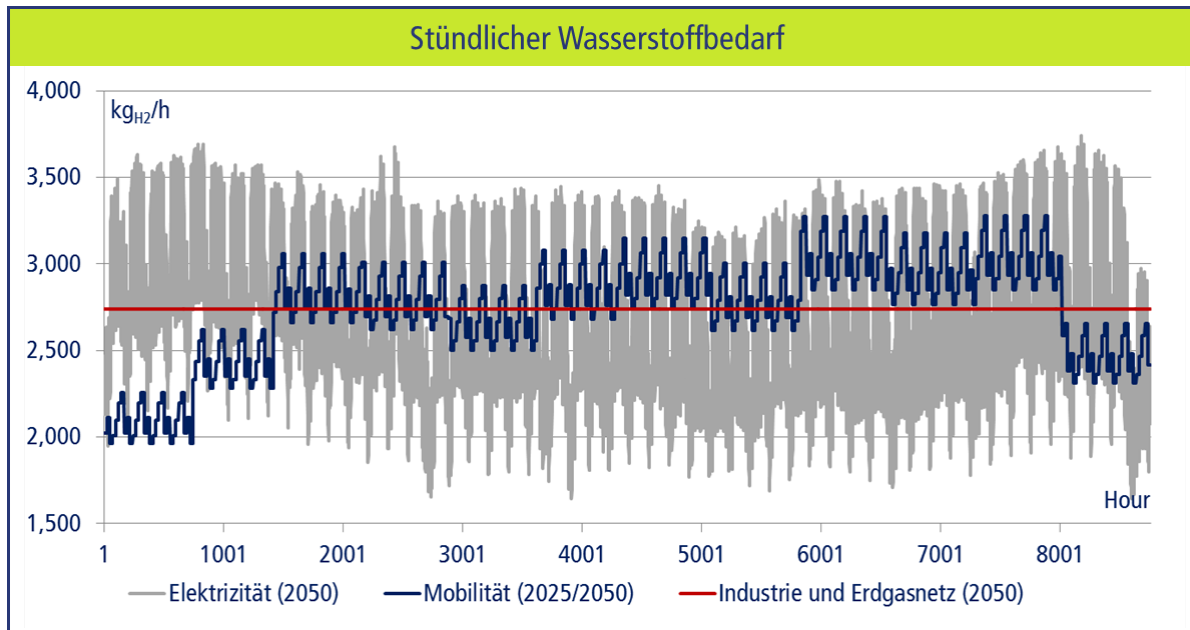


Abbildung 4-14: Tatsächliche H₂-Nachfragprofile in unterschiedlichen Szenarien

b. Techno-ökonomische Inputparameter

Tabelle 4-3 bis Tabelle 4-6 fassen die wesentlichen techno-ökonomischen Parameter für die beiden Elektrolýsetechnologien, für alle relevanten Komponenten der oberirdischen Anlagentechnik sowie für die Salzkaverne zusammen. Die Elektrolýseparameter basieren dabei auf Daten aus den Kapiteln 1 und 2 zu den jeweiligen Technologien. Die restlichen Daten sind in Anlehnung an [HyUnder, 2013] zusammengestellt worden.

Jahr	Investition ¹⁾	Wirkungs- grad (LHV)	Stand-by	Wasser- bedarf	Lebens- erwartung	O&M Kosten ²⁾
	€/kW _{el}	%	% Kapazität	kg/kg _{H₂}	a	% Invest/a
2025	1.362,075	58%	2%	9	30	7%
2050	606,625	61%	2%	9	30	2%

1) 5,5 Mio. EUR für 5 MW Anlage; 52 Mio. EUR für 100 MW Anlage; 1,3 bzw. 8,7 Mio. EUR Aufschlag für Gebäude und weitere Kosten

2) Kosten für Zellstapelwechsel anteilig berücksichtigt

Tabelle 4-2: Techno-ökonomische Parameter der alkalischen Elektrolýse (auf Basis von Kapitel 1)

Jahr	Investition ¹⁾	Wirkungs- grad (LHV)	Stand-by	Wasser- bedarf	Lebens- erwartung	O&M Kosten ²⁾
	€/kW _{el}	%	% Kapazität	kg/kg _{H2}	a	% Invest/a
2025	931,825	58%	1%	9	30	7%
2050	333,910	70%	1,5%	9	30	2%

1) 4,27 Mio. EUR für 5 MW Anlage; 31,4 Mio. EUR für 100 MW Anlage; 0,4 bzw. 1,9 Mio. EUR Aufschlag für Gebäude und weitere Kosten

2) Ink. Kosten für Stackwechsel: 5 MW ca. alle 3 Jahre bei >8.700 Volllaststunden im Jahr (Zellstapel Lebensdauer 30.000 h); 100 MW ca. alle 28 Jahre bei ca. 2.500 Volllaststunden (Zellstapel Lebensdauer 70.000 h)

Tabelle 4-3: Techno-ökonomische Parameter der PEM-Elektrolyse (auf Basis von Kapitel 2)

Technologie	Strombedarf		O&M-Kosten		Investition		Lebenserwartung	
	2025	2050	2025	2050	2025	2050	2025	2050
	kWh/kg _{H2}	kWh/kg _{H2}	% Invest	% Invest	€/kW _{H2}	€/kW _{H2}	a	a
Verdichter ein	1.00	0.50	4%	4%	300	160	15	15
Verdichter aus	1.00	1.00	4%	4%	300	240	15	15
PSA	0.20	0.20	4%	4%	84	84	15	15
H ₂ -Trocknung	0.02	0.02	4%	4%	6	6	15	15
Einspeisestation	0.00	0.00	4%	4%	0	0	15	15
CCGT	0.00	0.00	0%	0%	700*	700*	25	25

* €/kW_{el}

Tabelle 4-4: Techno-ökonomische Parameter der oberirdischen Anlagentechnik [HyUnder, 2013]

Die Stand-by Leistung wird auf 1% im Jahr 2025 und 1,5% im Jahr 2050 bei der alkalischen Elektrolyse sowie auf 2% bei der PEM-Elektrolyse für beide Zeitschritte festgelegt.

Komponente	Einheit	Wert	
		2025	2050
Unlösliche Bestandteile	%	0%	0%
Anzahl Kavernen	#	1,00	1,00
Tiefe untere Rohrtour	M	1.000	1.000
Speichervolumen (geometrisch m ³ pro Kaverne)	m ³	500.000	500.000
Kissengaskonstante (pro geometrischem Kavernenvolumen)	kg/m ³	5,00	5,00
H ₂ -Verluste Speicher ein	% (Gew.)	0%	0%
H ₂ -Verluste Speicher aus (z.B. H ₂ -Trocknung)	% (Gew.)	5%	5%
Installationsfaktor		1,20	1,20
Lebenserwartung Kaverneninstallation	a	30	30
O&M Kavernenanlage	% Invest/a	4%	4%
Spez. Investitionskosten (inkl. Installationsfaktor)	€/MWh _{H₂}	280	280

Tabelle 4-5: Techno-ökonomische Parameter der Salzkaverne [HyUnder, 2013]

Der Planungshorizont beträgt 10 Jahre, der Zinssatz 8% und der Wasserpreis liegt bei 0,0015 €/kg für beide Zeithorizonte.

c. Annahmen Energiepreise

Die wesentlichen Energiepreise, die im Rahmen der Modellierung verwendet werden, sind die Strompreise (relevant für die Stromkosten der Elektrolyse sowie für den H₂-Vekauf im Fall der Rückverstromung) sowie die Erdgaspreise (als H₂-Verkaufspreis bei Einspeisung in das Erdgasnetz).

Abbildung 4-16 und Tabelle 4-7fassen die angenommenen Strompreise für weitere Berechnungen zusammen, die im Rahmen der Modellierung im Kapitel 5 bestimmt wurden. Dabei wird ersichtlich, dass der durchschnittliche Strompreis im Vergleich zu historischen Preisen aus dem Jahr 2012 bis 2025 und 2050 deutlich ansteigt, jedoch zwischen den beiden Zeithorizonten nahezu unverändert bleibt. Aufgrund der steigenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien nimmt jedoch die Strompreisvolatilität bis 2050 um ca. 80% rapide zu. Dies wird insbesondere an der großen Anzahl an Stunden mit einem Strompreis von 0 €/MWh deutlich. Die negativen Strompreise werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Dies ist konsistent mit der Annahme, dass die negativen Strompreise mit unflexiblen Grundlastkraftwerken (Kernkraft und Braunkohle) zusammenhängen, die in Zukunft immer weniger oder gar nicht mehr zum Einsatz kommen werden. Auch kann davon ausgegangen werden, dass bei hohem Anteil der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien die EE-Anlagen nicht bereit sein werden, den Strom zu negativen Preisen am Strommarkt anzubieten.

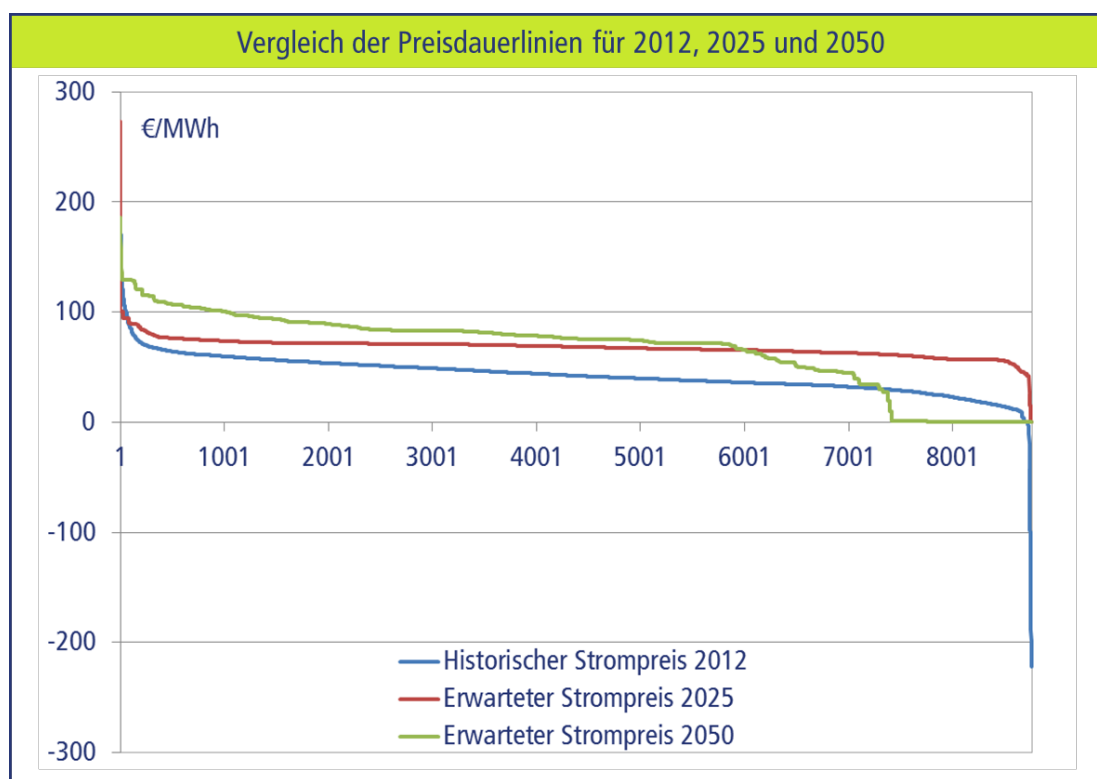


Abbildung 4-15: Preisdauerlinien der Strompreise für die beiden Zeithorizonte 2025 und 2050

	2012	2025	2050
Min (€/MWh)	-221.99	0.00	0.00
Max (€/MWh)	210.00	272.81	186.00
Mittelwert (€/MWh)	42.69	67.69	66.81
Volatilität (€/MWh)	18.60	8.19	34.01

Tabelle 4-6: Statistische Kennzahlen für die angenommenen Strompreise

Die korrespondierenden Erdgaspreise wurden in Anlehnung an die historischen Preise aus dem GASPOOL Marktgebiet aus dem Jahr 2011 ermittelt. Dabei wurden innerhalb eines Tages die jeweiligen täglichen Preise für jede Stunde als konstant angenommen. Für die beiden Zeithorizonte von 2025 und 2050 wurde der gleiche tägliche bzw. stündliche Verlauf unterstellt, der jährliche durchschnittliche Preis jedoch in Anlehnung an den Preispfad A aus [DLR/IWES/IfNE12] um 11,75 €/MWh auf ca. 35 €/MWh im Jahr 2025 sowie um 32,93 €/MWh auf ca. 56 €/MWh im Jahr 2050 angehoben.

4.4.3. Vergleichende Analyse mit alkalischer und PEM-Elektrolyse für einen ausgewählten Versorgungsfall

Die wesentlichen Ergebnisse der Modellierungen für die ausgewählten Szenarien sind in Abbildung 4-16 und Abbildung 4-17 zusammengefasst. Anhand des Kapitalwertes (NPV) der gesamten Anlage wird ersichtlich, dass der Aufbau und Betrieb der Wasserstoff-Anlage nur im Bereich der Mobilität insbesondere im langfristigen Zeithorizont eine günstige Option ist, während in den restlichen Märkten die Investition in die entsprechende Anlage keine wirtschaftlich sinnvolle Opportunität darstellt. Dies wird insbesondere aus dem Vergleich der spezifischen Wasserstoffkosten mit den spezifischen H₂-Verkaufspreisen in den jeweiligen Märkten deutlich. In den meisten

Anwendungsfeldern überstiegen die spezifischen Kosten zum Teil deutlich die erzielbaren Marktpreise für beide Elektrolysetechnologien. Nur im Bereich der Mobilität liegen die erwarteten H_2 -Verkaufspreise knapp unter oder über den ermittelten Kosten zur elektrolytischen Wasserstoffherstellung und Speicherung. Die wesentlichen Kostentreiber sind dabei die Stromkosten (mit dem größten Anteil an Elektrolysestromkosten) sowie die Investitionskosten (auch hier dominieren die Investitionskosten der jeweiligen Elektrolysetechnologien). Die weiteren fixen Kosten und sonstige variable Kosten (wie z.B. Wasser für die elektrolytische Wasserstoffproduktion) fallen kaum ins Gewicht. Auf diese Weise hat die Elektrolyse den größten Anteil an den Gesamtkosten des Systems, während die oberirdische Anlagentechnik sowie die Kaverne nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Weiterhin wird aus dem Kostenvergleich zwischen dem Szenario „Mobilität 2025“ und „Mobilität 2050“ der für die Elektrolyse charakteristische Trade-off zwischen den Kapitalkosten (CAPEX – Capital Expenditures) und Stromkosten (OPEX – Operating Expenditures) für die elektrolytische Wasserstoffbereitstellung deutlich. Bei fest vorgegebener H_2 -Nachfrage und gleichbleibenden Annahmen nehmen auf der einen Seite die Kapitalkosten mit steigender Leistung zu (dabei nimmt aber die Auslastung der Anlage proportional ab), während auf der anderen Seite dadurch die spezifischen Stromkosten zurückgehen, da die Anlage in nur wenigen Stunden mit sehr günstigen Strommarktpreisen zum Einsatz kommt. Gleichzeitig nimmt dadurch auch die benötigte Speichergröße zu, die jedoch im Falle einer Salzkaverne mit nur sehr geringen zusätzlichen Kosten verbunden ist. Je nach Parameterkonstellation ergibt sich dadurch ein optimaler Auslegungs- und Betriebspunkt für die optimale Elektrolyseleistung und entsprechende Auslastung der Anlage. Dieser Zusammenhang in Verbindung mit zunehmender Strompreisvolatilität und fallenden Elektrolysekosten ist auch für den deutlichen Rückgang der H_2 -Gestehungskosten zwischen den beiden Zeithorizonten verantwortlich: günstigere Elektrolysetechnologie erlaubt den Zubau von größerer Leistung, die zwar deutlich seltener zum Einsatz kommt (d.h. die Anzahl der Volllaststunden nimmt deutlich ab) dafür aber den Zukauf von sehr günstigen Strom ermöglicht. Die zunehmende Volatilität der Strompreise verstärkt diesen Effekt zusätzlich.

Für die alkalische Elektrolyse liegt der NPV zwischen -461 Mio. € im Szenario „Elektrizität 2050“ und 366 Mio. € im Szenario „Mobilität 2050“. Für den Zeithorizont 2025 ist der Kapitalwert der Gesamtanlage auch für die Mobilitätsanwendung negativ und beträgt -148 Mio. €. Die dazugehörigen spezifischen H_2 -Gestehungskosten betragen ca. 4 €/kg H_2 in den Szenarien „Mobilität 2050“, „Industrie 2050“ und „Erdgasnetz 2050“ und ca. 6 €/kg H_2 in den Szenarien „Mobilität 2025“ sowie „Elektrizität 2050“. Damit sind in fast allen Anwendungsfällen die spezifischen Wasserstoffkosten höher als die erzielbaren Preise (5,38 €/kg H_2 bzw. 6,37 €/kg H_2 im Mobilitätsbereich im Jahr 2025 bzw. 2050; 2,00 €/kg H_2 im Industriesektor; 3,69 €/kg H_2 bei Rückverstromung im Jahr 2050 sowie 1,86 €/kg H_2 bei Einspeisung in das Erdgasnetz im Jahr 2050), was zu negativen Kapitalwerten der Gesamtanlage führt. Die einzige Ausnahme stellt das Szenario „Mobilität 2050“ dar, für das die H_2 -Verkaufspreise deutlich über den Kosten liegen und eine Marge von über 60% ermöglichen.

Beim Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor bis 2025 sind die höheren Wasserstoffkosten im Vergleich zum Jahr 2050 auf die (noch) teure Elektrolysetechnologie sowie die geringe Strompreisvolatilität zurückzuführen: durch die sehr gute Auslastung der Anlage sind zwar die spezifischen Kapitalkosten etwas geringer im Jahr 2025 als im Jahr 2050 (1,27 €/kg H_2 im Jahr 2025 vs. 1,58 €/kg H_2 im Jahr 2050), dafür sind aber die spezifischen Stromkosten mit 4,03 €/kg H_2 im Jahr 2025 etwa doppelt so hoch wie im Jahr 2050 (1,85 €/kg H_2 im Jahr 2050), da der Strom auch zu Spitzenlastpreisen eingekauft werden muss. Der besonders negative NPV von -461 Mio. € bzw. die

besonders hohen spezifischen H_2 -Gestehungskosten von über 6 €/kg $_{H_2}$ im Szenario „Elektrizität 2050“ werden durch den besonders niedrigen Gesamtwirkungsgrad der Strom-zu-Strom-Umwandlung (ca. 37%) sowie den höheren Investitionsbedarf in zusätzliche Elektrolyse- und Gasturbinenleistung zur Rückverstromung verursacht. Auf diese Weise fallen in diesem Szenario die Kapitalkosten mit 2,32 €/kg $_{H_2}$ um ca. 40%-70% und die Stromkosten mit 3,34€/kg $_{H_2}$ um ca. 80% höher aus als in den übrigen Szenarien in diesem Zeithorizont.

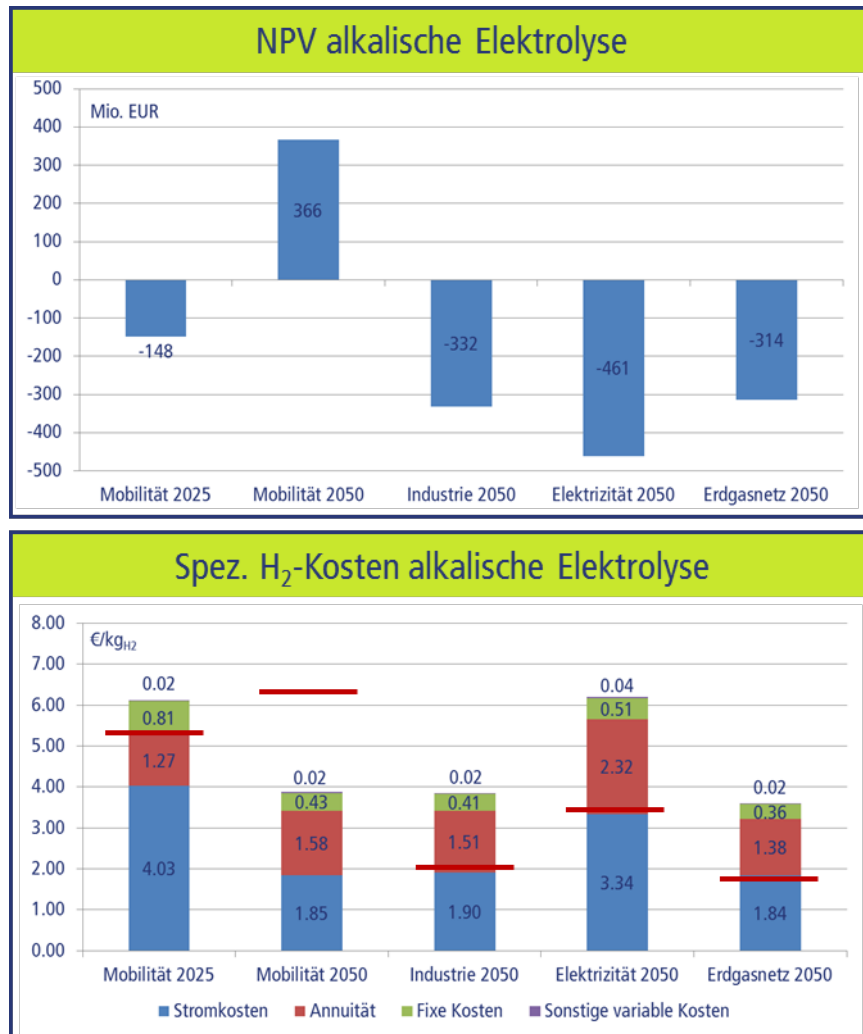


Abbildung 4-16: NPV (oben) und spezifische H_2 -Kosten (unten) für alkalische Elektrolyse im Vergleich zu spezifischen H_2 -Verkaufspreisen pro Sektor (roter Balken)

Die Struktur der Analyseergebnisse für die PEM-Elektrolyse ist grundsätzlich analog zu den Ergebnissen der Ergebnisse mit alkalischer Elektrolyse. Der NPV für das Gesamtsystem mit PEM-Elektrolyse liegt zwischen -181 Mio. € im Szenario „Elektrizität 2050“ und 547 Mio. € im Szenario „Mobilität 2050“. Die spezifischen H_2 -Gestehungskosten betragen ca. 3 €/kg $_{H_2}$ im Jahr 2050 bei den Anwendungen im Bereich der Mobilität, Industrie und Erdgasnetz im Jahr 2050, ca. 5 €/kg $_{H_2}$ im Szenario „Elektrizität 2050“ und ca. 5,50 €/kg $_{H_2}$ beim Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor im Jahr 2025. Auffallend ist dabei, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen und Inputparametern die PEM-Elektrolyse in allen Anwendungsfeldern um ca. 1 €/kg $_{H_2}$ günstiger ist als die alkalische Elektrolyse. Da bei beiden Technologien die Wasserstoffverkaufspreise gleich bleiben und damit die gleichen Umsätze erzielt werden, können mit der PEM-Elektrolyse höhere Kapitalwerte erzielt

werden als mit der alkalischen Elektrolyse, sodass für die Verkehrsanwendung bereits in 2025 ein nahezu positiver NPV erzielt wird.

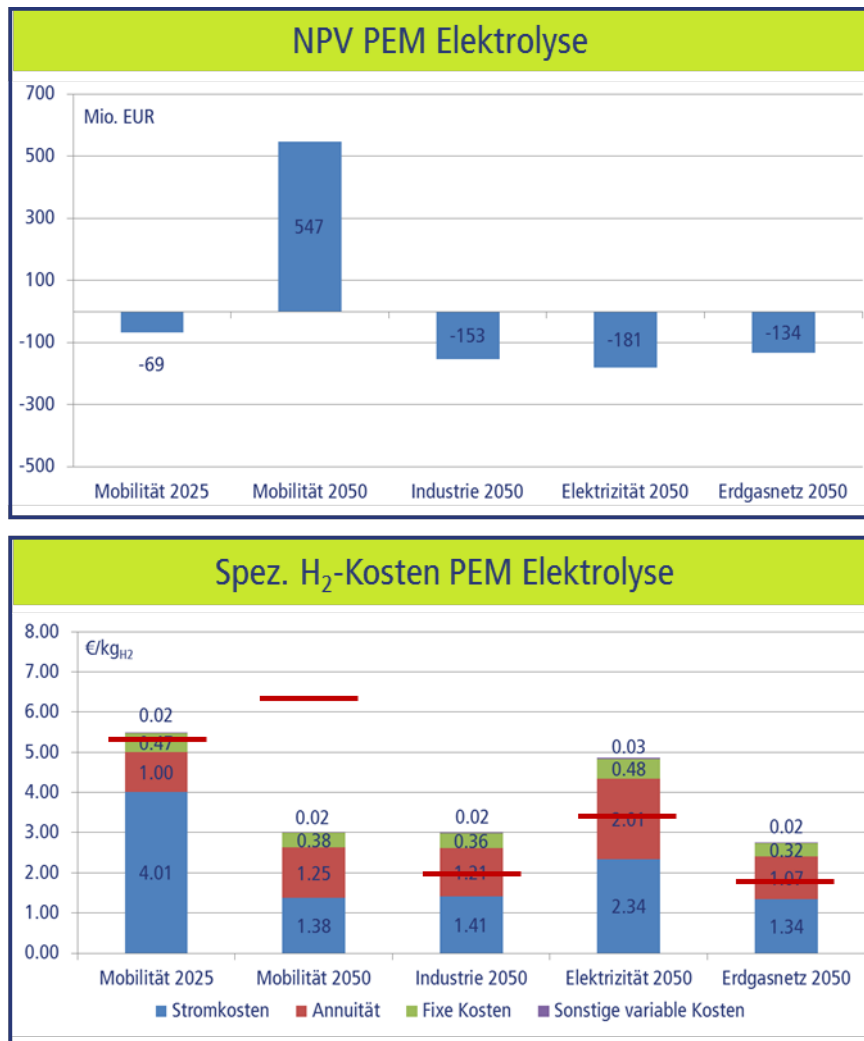


Abbildung 4-17: NPV (oben) und spezifische H₂-Kosten (unten) für PEM Elektrolyse im Vergleich zu spezifischen H₂-Verkaufspreisen pro Sektor (roter Balken)

Der bereits erwähnte Trade-Off zwischen den Kapitalkosten und Stromkosten wird auch bei der Betrachtung der installierten Leistung und der Anlagenauslastung deutlich. Bei beiden Elektrolysetechnologien geht die Anzahl der Volllaststunden (und damit die Auslastung) zwischen den beiden Zeithorizonten von ca. 8.600 Volllaststunden auf unter 3.000 Volllaststunden deutlich zurück. Zwischen den Anwendungsfeldern im Jahr 2050 ist kein wesentlicher Unterschied bei der Auslastung der Anlage zu verzeichnen. Dies gilt auch für das Szenario „Elektrizität 2050“, da hier zwar höhere Elektrolyseleistung benötigt wird, gleichzeitig aber aufgrund des schlechten Gesamtwirkungsgrades auch mehr Energie bzw. Wasserstoff umgesetzt wird. Die Leistung der Elektrolyse steigt bei beiden Technologien von ca. 160 MW_{el} im Jahr 2025 auf ca. 500 MW_{el} in den Szenarien „Mobilität 2050“, „Industrie 2050“ und „Erdgasnetz 2050“ und ca. 700 MW_{el} im Szenario „Elektrizität 2050“. Die optimale Auslastung und Auslegung der beiden Elektrolysetechnologien ist in Abbildung 4-18 und Abbildung 4-19 dargestellt.

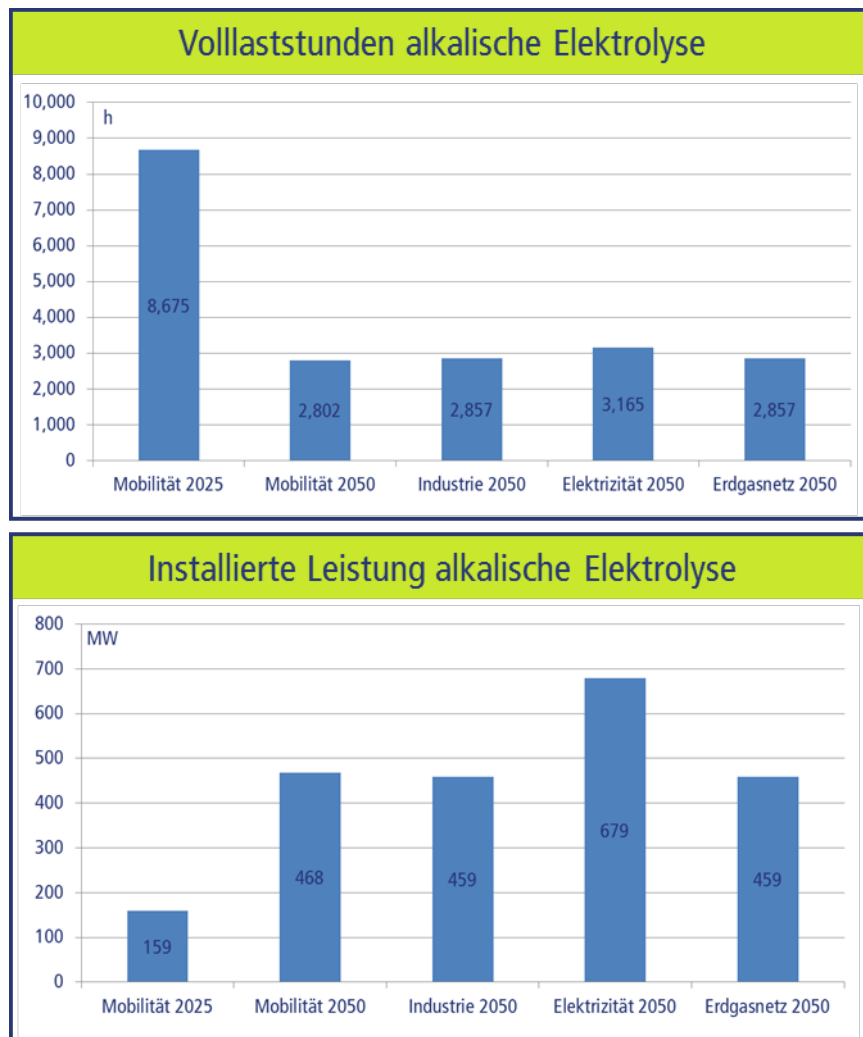


Abbildung 4-18: Auslastung und installierte Leistung der alkalischen Elektrolyse



Abbildung 4-19: Auslastung und installierte Leistung der PEM-Elektrolyse

Abschließend kann gesagt werden, dass Überschussstrom alleine für einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Gesamtanlage nicht ausreicht, da sonst die Betriebsstunden sehr gering sind und der Einfluss der Kapitalkosten auf das Betriebsergebnis zu negativ ist. Es kann jedoch festgestellt werden, dass sich bei Stromkosten gleich oder nahe Null bei fast allen Szenarien ein positives Betriebsergebnis einstellen würde. Daher kann davon ausgegangen werden, dass bei zusätzlichen Strompreisreduktionen oder zusätzlichen Markterlösen der Elektrolyse als regelbare Last im Sinne des Demand Side Managements eine profitable Wasserstoffproduktion erreicht werden kann. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu betrachten, dass die Strompreise möglicherweise die physikalische Verknappung der Stromproduktion im Gesamtsystem bisher nicht ausreichend abbilden und als Abhilfe evtl. weitere Marktmechanismen notwendig sind (wie z.B. Kapazitätsmechanismen). Darüber hinaus hängt der Wert der Wasserstoffspeicherung und damit der Unterschied zwischen den verschiedenen H_2 -Anwendungen hauptsächlich von einem lukrativen H_2 -Preis und damit der Bereitschaft der jeweiligen Nutzer ab, diesen zu zahlen. Daher ist aus heutiger Perspektive und bei den getroffenen Annahmen nur der Transportsektor am ehesten bereit, die berechneten H_2 -Preise zu zahlen. In der Einführungsphase bis zum Jahr 2025 im Verkehrssektor sind evtl. auch staatliche Fördermaßnahmen sinnvoll, um dem Wasserstoff hier in die Profitabilität zu verhelfen, da in diesem Bereich der negative Kapitalwert des Gesamtsystems nur noch vergleichsweise gering ist.

4.4.4. Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

a. Investition Elektrolyse und Kaverne

Die Elektrolyse und die Salzkaverne als Speicher stellen die wesentlichen Komponenten der Wasserstoff-Anlage dar. Gleichzeitig ist die künftige Entwicklung der tatsächlichen Investitionskosten zumindest bei der Elektrolysetechnologie und insbesondere vor dem Hintergrund der potenziellen Skaleneffekte und des möglichen technologischen Lernens ungewiss. Aus diesem Grund wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss der spezifischen Investitionskosten der beiden Systemkomponenten auf den Kapitalwert bzw. die spezifischen H₂-Gestehungskosten untersucht. Dafür werden in einzelnen Rechenschritten die spezifischen Investitionskosten der jeweiligen Komponenten mit den Faktoren 25%, 50%, 150% und 200% multipliziert und die optimale Auslegung sowie der optimale Betriebspunkt der Anlage bestimmt. Alle weiteren Inputparameter bleiben dabei unverändert.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der beiden Elektrolysetechnologien sind in Abbildung 4-20 und Abbildung 4-21 zusammengefasst. Wie erwartet führt die Reduktion der spezifischen Investitionskosten der beiden Elektrolysetechnologien zu einer größeren Dimensionierung der beiden Anlagen und damit zur Verringerung der entsprechenden Auslastung. Die Erhöhung der spezifischen Investitionskosten hat den umgekehrten Effekt. Dies ist vor allem auf den Trade-Off zwischen Kapital- und Stromkosten zurückzuführen. Daher beträgt die Auslastung der alkalischen Elektrolyse bei 25% der ursprünglichen spezifischen Investitionskosten nur ca. 2.100 Volllaststunden, während bei Verdopplung der ursprünglichen spezifischen Investitionskosten dieser Wert auf ca. 6.200 Volllaststunden steigt. Während die eigentlichen Kapitalkosten der Anlage sich moderat verändern (zwischen 0,96 €/kgH₂ und 1,36 €/kgH₂), führt die abweichende Anlagenauslastung zur deutlichen Verschiebung der jeweiligen Strombezugskosten (zwischen 1,41 €/kgH₂ und 3,13 €/kgH₂). Insgesamt kann damit eine Veränderung der spezifischen H₂-Gestehungskosten um ca. +30% nach oben und unten beobachtet werden: -30% auf 2,69 €/kgH₂ bei einer Reduktion auf 25% der ursprünglichen Elektrolyseinvestitionskosten sowie +26% auf 4,88 €/kgH₂ bei Verdopplung der ursprünglichen Investitionskosten.



Abbildung 4-20: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse bei der alkalischen Elektrolyse

Die Sensitivität der spezifischen H₂-Gestehungskosten bei der PEM-Elektrolyse ist mit ca. 25% nach oben und unten etwas geringer als bei der alkalischen Elektrolyse (mindestens ca. 2,21 €/kg_{H2} bzw. maximal 3,52 €/kg_{H2}). Da die PEM-Elektrolyse im Jahr 2050 bereits sehr günstig ist und einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad hat, kann nur eine geringfügige Veränderung der Anlagenauslastung beobachtet werden: ca. 2.000 Volllaststunden bei maximaler Reduktion der Investitionskosten und ca. 3.000 Volllaststunden bei Verdopplung der spezifischen Investitionskosten. Aus diesem Grund bleibt die absolute Differenz der Stromkosten zwischen den unterschiedlichen Parametervariationen vergleichsweise gering (zwischen 1,14 €/kg_{H2} und 1,65 €/kg_{H2}). Auch die Verschiebung der Kapitalkosten fällt moderater aus als für die alkalische Elektrolyse (zwischen 0,79 €/kg_{H2} und 1,45 €/kg_{H2}).



Abbildung 4-21: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse bei der PEM-Elektrolyse

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten der Kaverne sind für beide Elektrolysetypen in Abbildung 4-22 und Abbildung 4-23 dargestellt. Es kann beobachtet werden, dass die Kapitalkosten der Kavernen einen sehr geringen Einfluss auf den Kapitalwert des Gesamtsystems sowohl für die alkalische als auch für die PEM-Elektrolyse haben. Bei beiden Technologien bleiben die optimale Auslegung und der Betrieb der Elektrolyse unverändert (2,802 Volllaststunden bei der alkalischen Elektrolyse sowie 2,273 bei der PEM-Elektrolyse). Daher sind bei allen Parametervariationen bei beiden Technologien die Stromkosten gleich groß und lediglich bei den Kapitalkosten der Kaverne kann eine geringfügige Verschiebung verzeichnet werden. Insgesamt verändern sich aber die spezifischen H₂-Gestehungskosten um maximal +7% bei beiden Technologien. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass Überdimensionierung der Kaverne besser ist als ihre Unterdimensionierung, da dies zu deutlich höherer Flexibilität im Betrieb des Gesamtsystems bei nur sehr geringer Veränderung der Gesamtkosten führt.

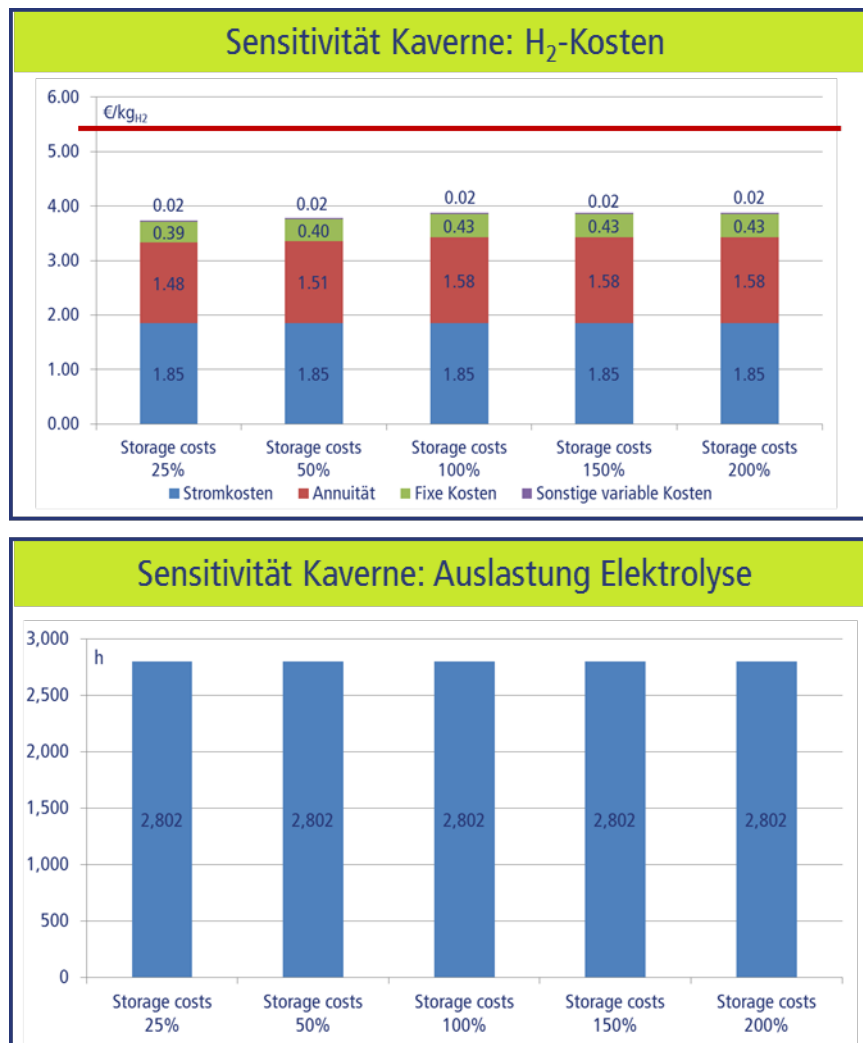


Abbildung 4-22: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Investitionskosten der Kaverne bei der alkalischen Elektrolyse



Abbildung 4-23: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Investitionskosten der Kaverne bei der PEM-Elektrolyse

b. Retrofit der Elektrolyse

Wichtige Inputparameter, die mit einer großen Unsicherheit behaftet sind, stellen die Stacklebensdauer und die damit verbundenen Reinvestitionsausgaben dar. Diese hängen im Wesentlichen auf der einen Seite von der maximalen Betriebsdauer des Stacks und auf der anderen Seite von der tatsächlichen Betriebsweise der Elektrolyse ab. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden bisher die Kosten des Stackwechsels auf die einzelnen Jahre mit den fixen Betriebskosten (O&M-Kosten) verrechnet. Für die Sensitivitätsanalyse wird daher unterstellt, dass die Verringerung der Stacklebensdauer mit einer entsprechenden Erhöhung der fixen Betriebskosten verbunden ist. Für die Parametervariation wird daher unterstellt, dass sich die maximale Betriebsdauer halbiert und die entsprechenden Betriebskosten verdoppeln: d.h. bei beiden Elektrolysetypen steigen die O&M-Kosten von 2% auf 4%.

Wie in Abbildung 4-24 bis Abbildung 4-27 zusammengefasst, hat der Retrofit bzw. die Veränderung der Stacklebensdauer vergleichsweise geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der beiden Elektrolysetypen. Bei der alkalischen Elektrolyse steigen die spezifischen H₂-Kosten um +7% auf 4,13 €/kgH₂ und bei der PEM-Elektrolyse um lediglich +5% auf 2,96 €/kgH₂. Der wesentliche Unterschied bei beiden Technologien besteht darin, dass die Anlage kleiner dimensioniert werden kann, was wiederum die Kapitalkosten reduziert, dafür aber die dazugehörigen Stromkosten erhöht.

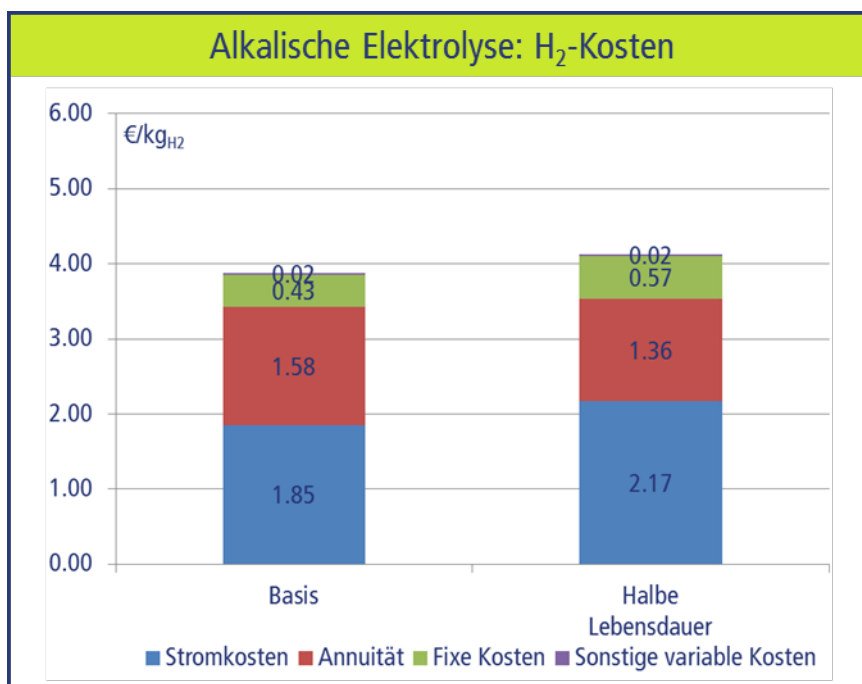


Abbildung 4-24: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit des Retrofits bei der alkalischen Elektrolyse

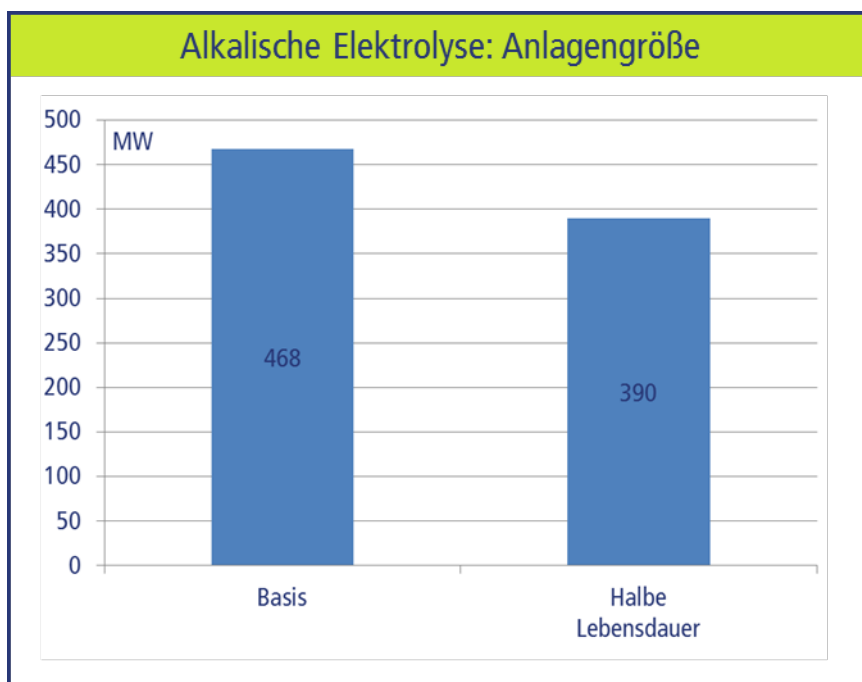


Abbildung 4-25: Anlagengröße in Abhängigkeit des Retrofits bei der alkalischen Elektrolyse

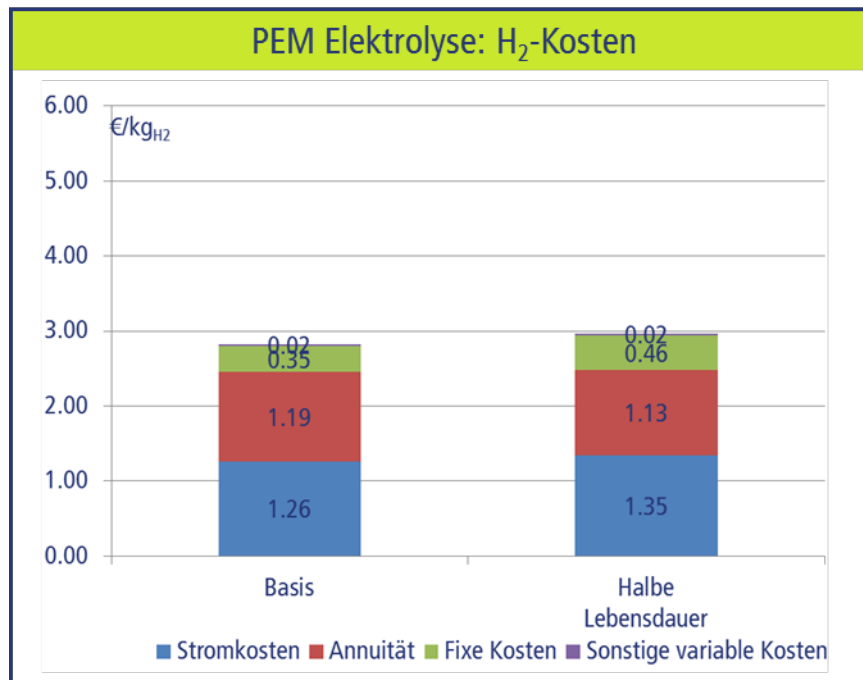
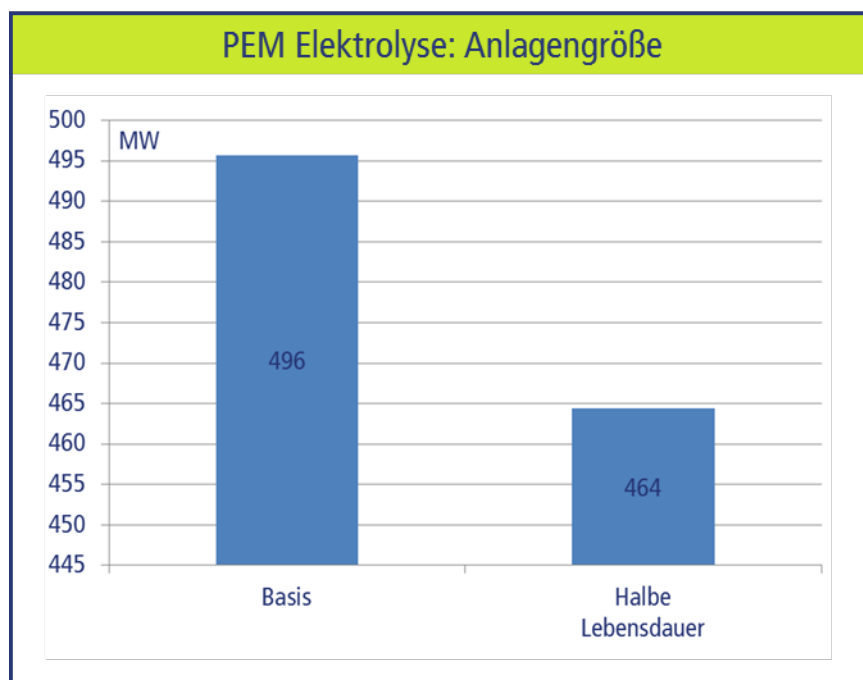
Abbildung 4-26: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit des Retrofits bei der PEM-Elektrolyse

Abbildung 4-27: Anlagengröße in Abhängigkeit des Retrofits bei der PEM-Elektrolyse

c. Überlastbetrieb der PEM-Elektrolyse

Der Überlastbetrieb der PEM-Elektrolyse kann dazu genutzt werden, den ökonomischen Wert der Elektrolyse durch verstärkte Produktion von Wasserstoff in Stunden mit besonders günstigen Strompreisen zu verschieben. Dem gegenüber stehen allerdings höhere spezifische Investitionskosten sowie eine Verschlechterung des Wirkungsgrades im Überlastbetrieb. Für die vorliegende Sensitivitätsanalyse wurden daher bzgl. der Überlastfähigkeit folgende Annahmen getroffen:

- Maximaler Überlastbetrieb: +150% für max. 30 Minuten bei der Anlage der 5-MW-Klasse (d.h. im Jahr 2025) sowie +200% für max. 30 Minuten bei der 100-MW-Klasse (d.h. im Jahr 2050).
- Bei beiden Anlagenklassen kann in der Stunde nach dem Überlastbetrieb die Elektrolyse nur bei Nominallast (d.h. 100%) eingesetzt werden.
- Zur Vereinfachung besteht im Überlastbereich ein linearer Zusammenhang zwischen Elektrolyseleistung und Wirkungsgrad (d.h. linearer Verlauf der Leistungskennlinie).
- Die spezifischen Investitionskosten erhöhen sich auf 1.017,825 €/kW_{el} im Jahr 2025 (5-MW-Klasse) sowie auf 384,910 €/kW_{el} im Jahr 2050 (100-MW-Klasse).
- Im Rahmen der vorliegenden Sensitivitätsanalyse werden für die 5-MW-Anlagenklasse sonstige Inputparameter aus dem Szenario „Mobilität 2025“ und für die 100-MW-Klasse sonstige Inputparameter aus dem Szenario „Mobilität 2050“ übernommen.
- Die Berechnungen zur Überlastfähigkeit werden mit dem alternativen Heuristik-Modell durchgeführt.

Die Ergebnisse der Untersuchung zur Überlastfähigkeit der PEM-Elektrolyse sind in Abbildung 4-28 und Abbildung 4-29 gezeigt. Daraus wird ersichtlich, dass die Überlastfähigkeit den ökonomischen Wert der Anlage deutlich verbessern kann. Insbesondere für die 5-MW-Anlagenklasse kann im Jahr 2025 eine deutliche Steigerung des Kapitalwertes um mehr als 40% erzielt werden. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario die Elektrolyse teuer und daher besonders stark ausgelastet ist, sodass die Stromkosten einen wichtigen Anteil an den Gesamtkosten haben. Durch die Überlastfähigkeit kann die Elektrolyse immer dann verstärkt eingesetzt werden, wenn die Strompreise besonders niedrig sind, was insgesamt zu einer starken Reduktion der Stromkosten führt. Die Elektrolyse wird in diesem Szenario insgesamt in 74 Stunden im Überlastbetrieb gefahren, wobei in den meisten Fällen die maximale Überkapazität (150%) verwendet wird.

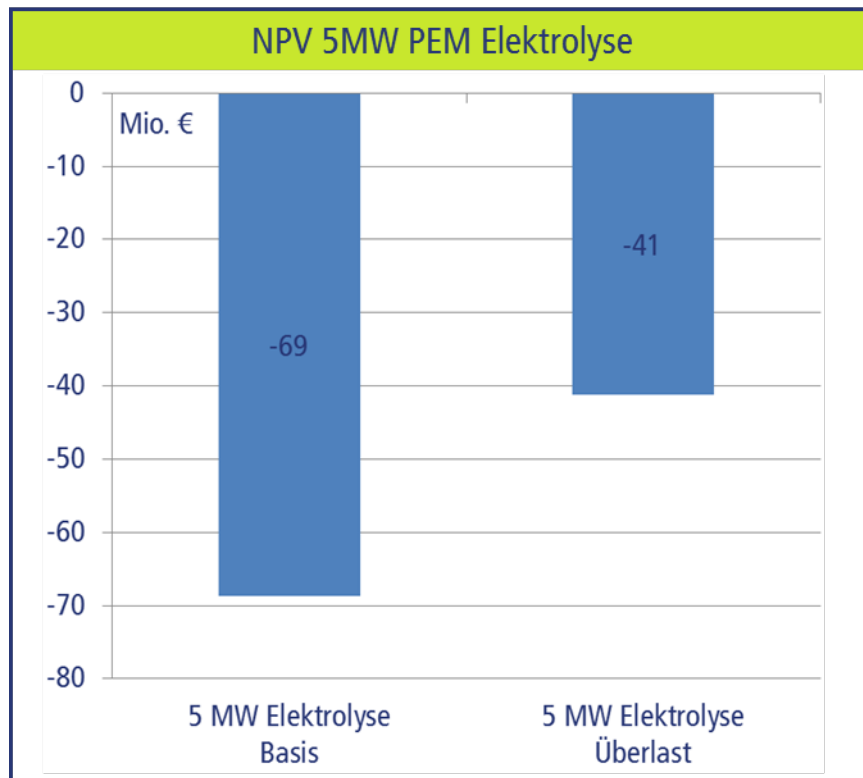


Abbildung 4-28: Kapitalwert der PEM-Elektrolyse für das Jahr 2025 (5-MW-Anlagenklasse) ohne (links) und mit (rechts) Überlastbetrieb.

Überraschenderweise wird der Kapitalwert der PEM-Elektrolyse im Szenario „Mobilität 2050“ durch die Überlastfähigkeit um ca. 4% reduziert. Der Grund dafür ist, dass in diesem Szenario die Elektrolyse ursprünglich schon eine vergleichsweise geringe Auslastung ausweist und die Kapitalkosten damit eine wichtige Rolle spielen. Die geringfügige Veränderung der Stromkosten reicht allerdings nicht aus, um die höheren spezifischen Investitionskosten sowie den geringeren Wirkungsgrad auszugleichen. Insgesamt wird die Elektrolyse in diesem Szenario ca. 175 Mal im Jahr in Überlast betrieben.

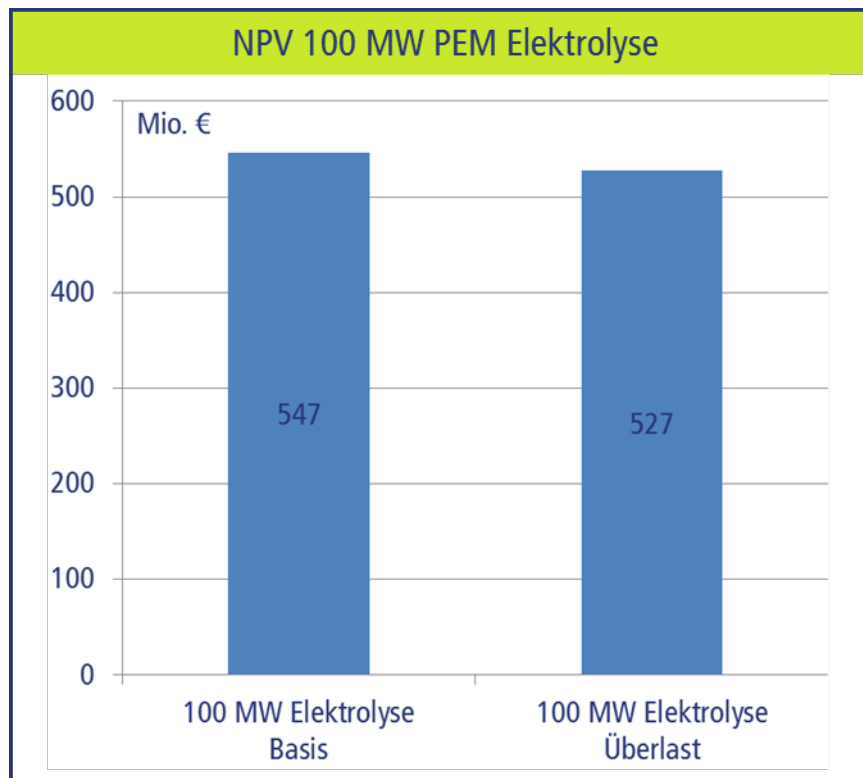


Abbildung 4-29: Kapitalwert der PEM-Elektrolyse aus dem Jahr 2050 (100-MW-Anlagenklasse) ohne (links) und mit (rechts) Überlastbetrieb.

An dieser Stelle muss jedoch angemerkt werden, dass die Überlastfähigkeit der PEM-Elektrolyse nur im Kontext der Strompreisreduktion im regulären Betrieb der Anlage untersucht werden. Zusätzliche Dienstleistungen am Strommarkt, die sich aus einem flexibleren Einsatz der Elektrolyse als Last, d.h. im Regelenergiemarkt oder einem potenziellen Kapazitätsmarkt ergeben, sind in der Untersuchung nicht eingerechnet. Eine detaillierte Analyse der dedizierten Nutzung von Elektrolyseuren kann daher einen anderen Wert der Überlastfähigkeit der PEM-Elektrolyse hervorbringen. Auch sollte bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden, dass für die Kapitalwertberechnung der Überlastfähigkeit ein anderer Modellierungsansatz als für die Nutzung der Anlage ohne Überlastfähigkeit herangezogen wurde, sodass eine gewisse Fehlertoleranz beim Vergleich der Ergebnisse berücksichtigt werden sollte.

d. Synergieeffekte aus Mobilität und Rückverstromung

Die bisherigen techno-ökonomischen Untersuchungen der beiden Elektrolysetypen haben sich jeweils auf nur einen Einsatzbereich bezogen. Ein wesentlicher Vorteil der Wasserstofftechnologie besteht jedoch darin, dass der Wasserstoff als universeller Energieträger in einer Reihe von verschiedenen Anwendungsfeldern eingesetzt werden kann. So ist es naheliegend, potenzielle Synergieeffekte aus einer gemeinsamen Nutzung der Elektrolyse in verschiedenen Märkten näher zu analysieren. Eine interessante Kombination stellt dabei die synergetische Nutzung der beiden Elektrolysetypen für die Mobilität und Rückverstromung dar, da die unterschiedlichen Lastgänge aus den ausgewählten Märkten zu besserer Auslastung der Elektrolyse und der Kaverne führen können. Dabei wird die Grundannahme der unveränderten Gesamtnachfrage i.H.v. 24.000 t_{H₂}/a beibehalten und in einem Verhältnis von 3:1 auf die beiden Anwendungsfelder verteilt. Das bedeutet, dass 75% der Gesamtnachfrage (18.000 t_{H₂}/a) im Verkehr und 25% (6.000 t_{H₂}/a) für die Rückverstromung verwendet werden.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die alkalische Elektrolyse sind in Abbildung 4-30 und für die PEM-Elektrolyse in Abbildung 4-31 dargestellt. Es kann festgestellt werden, dass bei beiden Technologien die synergetische Nutzung der Anlage zu einem höheren Kapitalwert (NPV) als die Summe aus den beiden separaten Betriebsweisen erzielt werden kann: 160 Mio. € aus synergetischer Nutzung der Anlage zu 128 Mio. € als Summe der beiden Anwendungsfelder bei separater Nutzung der alkalischen Elektrolyse bzw. 360 Mio. € zu 337 Mio. € bei der PEM-Elektrolyse. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass beim synergetischen Betrieb kleinere und besser ausgelastete Elektrolyseure und Speicher gebaut werden und damit die entsprechenden kumulierten Investitionsausgaben geringer ausfallen, als im separaten Betrieb der Anlage. Dieser Effekt ist insgesamt bei der alkalischen Elektrolyse (Anstieg um +26%) höher als bei der PEM-Elektrolyse (Anstieg um +7%), da die PEM-Elektrolyse bereits durch relativ geringe spezifische Investitionskosten charakterisiert ist und damit bei beiden Anwendungen bereits in der separaten Betriebsweise näher am optimalen Auslegungs- und Betriebspunkt liegt.

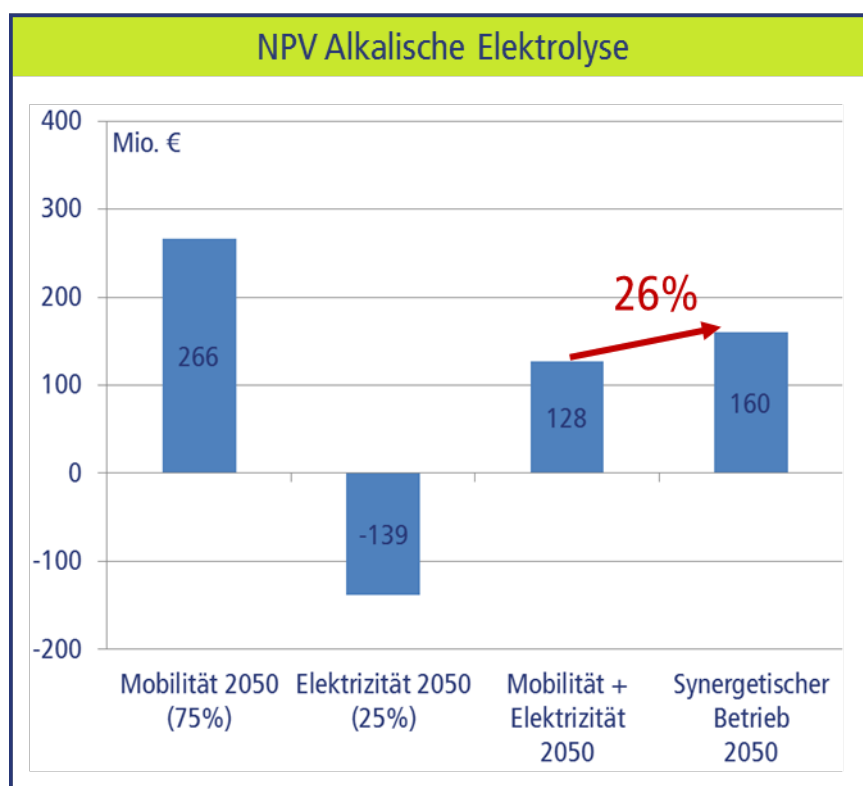


Abbildung 4-30: Kapitalwerte des Gesamtsystems mit alkalischer Elektrolyse bei separatem sowie synergetischem Betrieb im Bereich Mobilität und Elektrizität im Jahr 2050

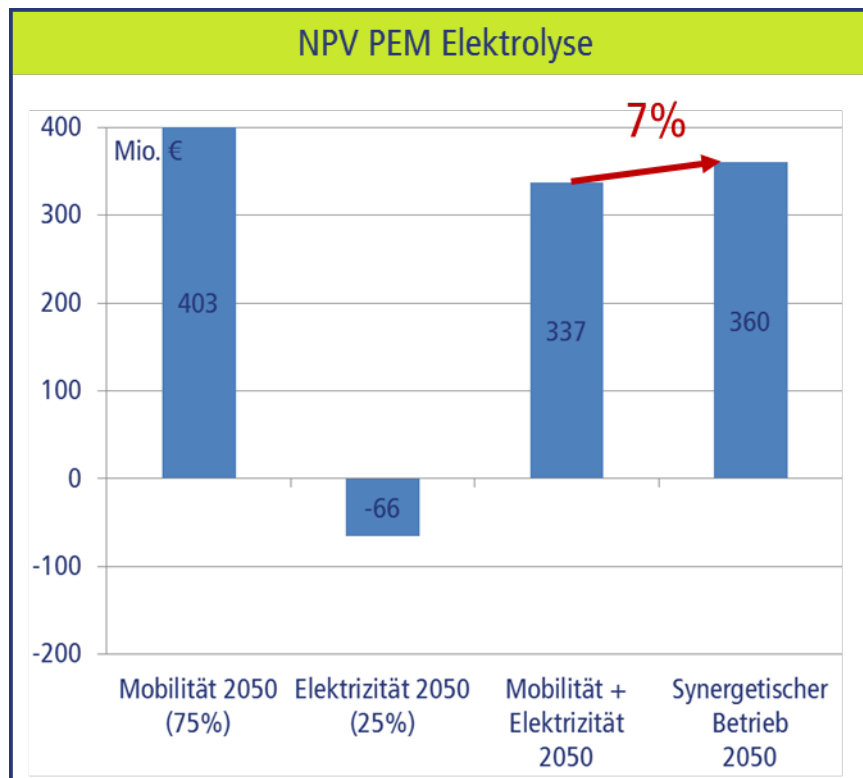


Abbildung 4-31: Kapitalwerte des Gesamtsystems mit PEM-Elektrolyse bei separatem sowie synergetischem Betrieb im Bereich Mobilität und Elektrizität im Jahr 2050

4.5. Fazit und Ausblick

4.5.1. Verwendungsoptionen für unterschiedliche H₂-Märkte

Um die mögliche Bedeutung der chemischen Energiespeicherung als globale Aufgabe des Energiesystems und dabei die Rolle der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen ermessen zu können, ist es wichtig, die potenziellen Interessen von Industrieakteuren in Deutschland und deren Entwicklung in den letzten Jahren zu kennen.

Obwohl die unterschiedlichen Akteure unterschiedliche Interessen am Thema haben, könnten sich gemeinsame wirtschaftliche Synergien erschließen lassen, wenn die Akteure diese gemeinsam entwickeln würden. Die hier dokumentierte Darstellung stützt sich dabei auf Einsichten der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik aus einer Vielzahl von Studien für bzw. mit Vertretern aller betroffenen Industriesektoren. Die Darstellung erhebt jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit, da sich das Thema derzeit stark im Fluss befindet.

a. Elektrizitätswirtschaft

Die Nutzung von Wasserstoff zur Vermeidung von abgeregeltem erneuerbaren Strom zu Einstrahlungs- bzw. Windspitzenzeiten war der Aufsetzpunkt für eine Studie des deutschen Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) in 2008/2009, relevante Speichertechnologien für die Elektrizitätsgroßspeicherung vergleichend zu analysieren [VDE 2008]. Diese Studie, die noch vor der „Energiewende“ abgeschlossen wurde, mündete in der Erkenntnis, dass für Deutschland trotz der niedrigen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrade einzig die Großspeicherung von Wasserstoff ausreichendes Potenzial für diese Aufgabe besitzt und das mittel- und langfristig zu interessanten wirtschaftlichen Bedingungen.

Diese Einsichten, die zunächst ohne die Überlegung der Nutzung von Wasserstoff auch für andere Märkte entstanden waren, wurden im Laufe der folgenden Monate verfeinert. U.a. ergab sich, dass

- die Beschränkung der Speichereinrichtungenbetriebsdauer ausschließlich auf die EE-Überschusszeiten von nur wenigen hundert Jahresstunden wegen der zu geringen Anlagenauslastung (hauptsächlich Elektrolyse) nicht wirtschaftlich ist,
- das Konzept, durch Wasserstoffgroßspeicherung dezentral zur Stromnetzentlastung beizutragen, kurzfristig kein Geschäftsmodell werden kann, ggfs. aber in Verbindung mit anderen Wasserstoffnutzungsmärkten, d.h. mittel- bis langfristig.

Im Prinzip besteht Einigkeit über die Einsicht, dass Wasserstoffgroßspeicherung (bzw. die von Methangas) selbst bei Annahme von Kupferplatte-Bedingungen langfristig zum Ausgleich erneuerbarer Stromquellen beitragen wird, aber auch nur dann, wenn sich weitere Synergien mit anderen Märkten erschließen lassen. Auf der anderen Seite wird jedoch auch die Wasserstoffspeicherung den Ausbau des Stromnetzes nicht überflüssig machen, diesen sowohl auf Transport- als auch Verteilnetzebene aber teilweise ersetzen, insbesondere in Regionen, in denen eine öffentliche Akzeptanz für den Stromnetzausbau schwierig zu erzielen ist.

Obwohl zu Beginn, d.h. in der VDE-Studie nur als Strom-zu-Strom-Konzept im Vergleich zu anderen relevanten Optionen analysiert wurde, wuchs schnell die Einsicht, dass sich erst durch eine gemeinsame Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur Geschäftsmodelle intersektoral entwickeln lassen.

Betroffene Akteure	Elektrizitätserzeugung, Netzbetreiber, Verbundunternehmen
Ausgangslage	<ul style="list-style-type: none"> • Kurz-, mittel- und langfristige Ziele für Ausbau REG-Strom • Unsicherheit über künftige Strompreisentwicklung (Marktgestaltung, Volatilität, Ausbau REG, Regionalisierung) • Unklarheit, welche Strommengen mit welcher zeitlichen Perspektive zu speichern (Tage & Wochen) sind (Modelle gehen heute von langfristiger Notwendigkeit aus) • Klärungsbedarf, ob Großspeicherung auch kurzfristig zur Netzausbauvermeidung beitragen kann
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Neue Stromabsatzmärkte bedienen, insbesondere Verbundunternehmen • Netzausbau alleine ungenügend, Zielerreichung im Detail heute nicht absehbar
Benchmark	Strompreis im Kontext der Strom-zu-Strom Umwandlung

Tabelle 4-7: Steckbrief für die Akteursinteressen „Elektrizitätswirtschaft“

b. Automobilindustrie

Das Interesse in der Automobilindustrie am Einsatz von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen als alternativer Antrieb im Verkehrssektor ab ca. 2015 hat sich im Laufe der letzten 20 Jahre entwickelt. Es gibt wenige Technologien, die bzgl. ihrer Einsatzfähigkeit, Potenziale und Auswirkungen so detailliert untersucht wurden. Brennstoffzellenfahrzeuge ermöglichen den gleichen Fahrkomfort (kurze Betankung) bzw. höheren Fahrkomfort (nachhaltig reduzierte Geräuschemission, hohes Beschleunigungsvermögen aus dem Stand) wie verbrennungsmotorische Fahrzeuge bei etwa

doppelter Effizienz. Mit CO₂-frei hergestelltem Wasserstoff können Null-THG-Emissionen erzielt werden.

Gleichzeitig möchte die Automobilindustrie die Energieversorgungsindustrie am Risiko des zunächst verlustbehafteten Aufbaues einer neuen Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur beteiligen. Außerdem sieht die Automobilindustrie die Herausforderungen, die sich aus dem Aufbau von parallelen Infrastrukturen ergeben, insbesondere im Hinblick auf eine Kostenminimierung für den autofahrenden privaten oder industriellen Kunden.

Dennoch engagiert sich die deutsche und internationale Automobilindustrie in öffentlich-privaten Partnerschaften darum, die Anfangsinvestitionen gemeinsam zu tragen, wie z.B. in Deutschland die H₂Mobility Initiative. Beim Thema „Salzkavernenspeicherung von Wasserstoff“ spielt die Automobilindustrie jedoch lediglich eine beobachtende Rolle.

Als Benchmark für die Brennstoffzellentechnologie gelten sowohl für PKW und LKW kurz- und mittelfristig immer noch verbrennungsmotorisch mit Benzin- oder Dieselmotoren betriebene Fahrzeuge.

Betroffene Akteure	Automobilhersteller und Erdölindustrie
Ausgangslage	<ul style="list-style-type: none"> • Öl als fossiler Kraftstoff am Produktionspeak • Brennstoffzellenfahrzeuge ab 2015 serienreif • Bedarf einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur • Keine einheitliche Meinung in der Industrie zu Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstoff
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserstoff mit geringem THG-Rucksack (v.a.D. für Deutschland ohne CCS als Option) • Risikoteilung für Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur • Politische Fördermaßnahmen in Übergangsphase
Benchmark	Benzin- und Dieselpreis

Tabelle 4-8: Steckbrief für die Akteursinteressen „Automobilindustrie“

c. Erdgassektor

Eine der treibenden Kräfte hinter dem Engagement der deutschen Erdgasindustrie im Themenfeld Power-to-Gas ist in der nachlassenden Nachfrage nach Erdgas im Haushaltssektor zur Bereitstellung von Wärme oder Kraft-Wärme-Kopplung zu sehen. Grund ist die starke Förderung von Wärmedämmmaßnahmen. Dieser Effekt verringert zum einen den Erdgasabsatz, zum anderen wird das bestehende Erdgastransport- und Verteilnetz dadurch weniger intensiv genutzt und damit spezifisch teurer.

Das Interesse der Erdgasindustrie besteht daher sowohl in der Identifikation neuer Absatzmärkte für Erdgas als auch in einer besseren Nutzung des Erdgasnetzes, die ja auch im volkswirtschaftlichen Interesse ist. Hier bieten sich folgende Lösungen an:

- Angebot der großen Energiespeicherfunktion des Erdgasnetzes (200 TWh/a) an die Stromwirtschaft als Partner zur Großspeicherung von fluktuierender erneuerbarer Energie,
- Stabilisierung des Stromnetzes mit hocheffizienten Erdgaskraftwerken,
- Versorgung des Mobilitätssektors mit gasförmigen CO₂-armen oder -freien Kraftstoffen.

Dazu wurden bereits unterschiedliche Konzepte vorgeschlagen, die derzeit bzgl. ihrer ökonomischen, ökologischen sowie logistischen Machbarkeit näher untersucht werden:

- Zumischung von Wasserstoff im existierenden Erdgastransport bzw. -verteilnetz (heute <2%, künftig auch bis zu 10% oder 20% prinzipiell denkbar),
- Methanisierung von via Elektrolyse erzeugtem „grünen Wasserstoff“ mit CO₂ aus unterschiedlichen Quellen (Biogasanlage, fossile Kraftwerke oder andere CO₂-haltige Industrieabgase oder Extraktion aus der Umgebungsluft) und am Rande bzw. erst seit Kurzem,
- der Umbau von bereits existierenden Erdgas-Unternetzen auf 100% H₂-Betrieb, um diese Subnetze dann ggfs. in ein flächendeckendes 100% H₂-Netz zu überführen, welches dann auch mit den anderen industriell betriebenen H₂-Netzen in Nordrhein-Westfalen oder Sachsen zusammenwachsen kann.

Bis heute wurde aus Mangel an umfassenden Einblicken noch keine Lösung eindeutig präferiert. Im Prinzip können jedoch die Konzepte auch nebeneinander entwickelt werden, mit z.B. regionalen Differenzierungen und unterschiedlichem Engagement einzelner Akteure in der Übergangsphase auf dem Weg zu einem erneuerbar dominierten Energiesystem.

Betroffene Akteure	Unternehmen aus Erdgasbereitstellung, -transport, -verteilung und -speicherung, Energieverbundunternehmen
Ausgangslage	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgas als fossile Energie mit baldigem Peak • Unterschiedliche Entwicklung der Erdgasmärkte international (z.B. Erschließung Shale-Gas in den USA) • Sinkende Erdgasnachfrage v.a.D. in Haushalten (Raumwärme) • Weit verzweigtes Erdgastransport- und -verteilnetz existiert heute
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Angebot flächendeckendes existierenden Erdgasnetz, um REG-Energie zu speichern • Erschließung neuer Absatzfelder für Erdgas (Speicherung, KWK, Kraftstoff) • Unklarheit/Uneinigkeit über besten Lösungsansatz (H₂-Zumischung, Methanisierung, Entwicklung von 100% H₂-Teilnetzen), weiterer F&E-Bedarf
Benchmark	Erdgaspreis und Abschreibung Erdgasdampfpreformer

Tabelle 4-9: Steckbrief für die Akteursinteressen „Erdgaswirtschaft“

d. Chemiesektor

Heute wird Wasserstoff in der Chemie- oder anderen Wasserstoffproduzierenden bzw. –verbrauchenden Industrien, die alle erforderlichen Technologien und Verfahren beherrschen, lediglich als Grundstoff und Handelsware behandelt. Daher ist der Umgang mit diesem ausschließlich kostengetrieben. Andererseits kann „grüner Wasserstoff“ zum Imagevorteil nicht nur aber insbesondere in der Lebensmittelindustrie dienen, da diese mit immer strikteren Umweltauflagen konfrontiert wird (CO₂-Zertifikate).

Erst seit wenigen Jahren hat die Chemieindustrie in Deutschland begonnen, sich auch im Hinblick auf Power-to-Gas mit den Vorteilen einer Nutzung „grünen Wasserstoffes“ neue wirtschaftliche bzw. Standortvorteile zu verschaffen, in dem sie ihr Know How, ihre bestehenden Infrastrukturen oder neue Infrastrukturen auch dem Energie- oder Mobilitätssektor synergetisch anbietet. Ziele dabei sind

die Einführung „grünen Wasserstoffes“ einerseits und die Nutzung gemeinsamer Infrastrukturen andererseits.

Einige Beispiele für solche Strategieprozesse sind [Enquete 2012], [ChemCoast 2013], [HYPOS 2013] and [Paulus 2011].

Betroffene Akteure	Wasserstoffherstellende und -nutzende Industrie (z.B. Chemie-, Stahl- und Lebensmittelindustrie) mit H₂ als Grundstoff (Nebenprodukt oder Wasserstoff aus fossilen Quellen)
Ausgangslage	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoff ist Rohstoff oder Nebenprodukt und hat bisher keinerlei ideellen Wert Niedrigste Kosten, THG-Emissionsreduktion nur über geeignete Kostensignale (CO₂-Zertifikate)
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> Wind-Wasserstoff könnte imagefördernd wirken Angebot der Speicherfunktion zum Ausgleich fluktuierenden Stromes an Stromsektor (Imageziel) Standortsicherung der chemischen Industrie in Deutschland (politisches Ziel) Gemeinsam genutzte (erweiterte) Wasserstoffinfrastruktur könnte Kosten senken und zunehmende Nutzung von Wasserstoff vorbereiten helfen Stützende politische Maßnahmen erforderlich
Benchmark	Wasserstoff-Nebenprodukt bzw. Wasserstoff aus Erdgasdampfpreformierung

Tabelle 4-10: Steckbrief für die Akteursinteressen „Chemieindustrie“

e. Einsichten und Handlungsempfehlungen

In der Vogelschau über alle potenziellen Energiesektoren haben die deutschen Akteure formuliert, dass es eine eindeutige Diskrepanz zwischen der „Einsicht einen chemischen Energieträger ohne THG-Rucksack einzuführen“ und der „mangelnden Bereitschaft für den neuen Business-Case selber aufzukommen“ gibt. Auch herrscht die Meinung vor, dass intersektorale Synergien bisher noch nicht erkannt bzw. detailliert untersucht wurden. Dazu zählen z.B. die Sektoren Strom & Mobilität, Erdgasindustrie & Mobilität, Erdgasindustrie & Chemieindustrie.

Ein weiterer wichtiger Schritt ist die weitere detaillierte Untersuchung der Optionen „grünen Wasserstoff“ im bestehende Erdgasnetz und/oder dem bestehenden/neuen Wasserstoffnetz einzusetzen (H₂-Zumischung, Methanisierung, 100% H₂-Teilnetze), entweder in zentralen oder dezentralen Strukturen. Kurzfristig jedoch erscheint die Entwicklung gemeinsamer Fahrpläne für den Strom- und Mobilitätssektor besonders relevant, was durch geeignete politische (nicht)monetäre Maßnahmen unterstützt werden muss (Direktiven, CO₂-Zertifikate).

Elektrolyse und Wasserstoffinfrastrukturkomponenten sind dabei die Schlüsseltechnologien, die es entsprechend gezielt zu fördern gilt (Effizienzverbesserung, Ressourcenschonung, Kostenreduktion). Auch die regionale Diversifizierung innerhalb Deutschlands ist eine wichtige Einsicht, die sich aus der Untersuchung möglicher Speicherstandorte für Wasserstoff im Untergrund ergibt. Es ist denkbar, dass in Ermangelung geeigneter geologischer Bedingungen in Süd- und Mitteldeutschland andere dezentrale Technologien für die Speicherung fluktuierenden erneuerbaren Stromes (dann vornehmlich Photovoltaik) zu bevorzugen sind, wie z.B. die Verlegung von Rohrleitungsbündeln für die Niederdruckspeicherung von Wasserstoff. Die Diskussionen in Fachkreisen innerhalb Europas zeigen, dass insbesondere Deutschland und die Niederlande vergleichbare Bedingungen für die

Einführung der Wasserstoffgroßspeicherung in Salzkavernen haben, sowohl was die geologischen Potenziale als auch Akteursinteressen im Lande angeht.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass auch im Hinblick auf die Erfüllung langfristiger ökonomischer Ziele, wie z.B. der Beitrag zur Vermeidung von Engpässen im Stromnetz, auf die kurzfristigen Maßnahmen zu analysieren ist. Zu diesen zählen Entlastung und Ausbau des Transport- und Verteilnetzes und Demand Side Management (DSM), das anders als beim Batterieauto nicht „an jeder Steckdose nutzergesteuert“ sondern „regional im Verteilnetz netzbetreibergesteuert“ wird. Ferner zählt dazu die Übernahme weiterer Systemdienstleistungen, wie die Bereitstellung von Regelernergie. Kurzfristige Entscheidungen können im Hinblick auf langfristige Entwicklungen auch anders getroffen werden. Bei der Wasserstoffgroßspeicherung in Salzkavernen, die (a) eine Großtechnik ist und (b) volkswirtschaftlich relevant ist, bedarf es in jedem Fall weitblickender Entscheidungen, die die ordnende Hand der Politik als Garanten von Kontinuität zum einen und Unterstützer insbesondere in der Einführungsphase zum anderen erfordern werden.

4.5.2. Fazit techno-ökonomische Modellierung

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die optimale Auslegung und der Betrieb der Anlage als ein Ergebnis einer Abwägung zwischen den Investitionsausgaben für Elektrolyse und oberirdische Anlagentechnik (Kapitalkosten) sowie der Strombeschaffungskosten, vorwiegend für den Elektrolyseurbetrieb (Energiekosten), zu betrachten ist. Unter den zugrunde gelegten Annahmen zeigt sich, dass die spezifischen Wasserstoffkosten je nach Anwendung, Volatilität der Strompreise und Kapitalkosten der Elektrolyse in einer Bandbreite zwischen 3 und 7 Euro pro kg Wasserstoff liegen. Damit kann im Vergleich zu den erzielbaren Wasserstoffverkaufspreisen ein positiver Deckungsbeitrag nur im Verkehrssektor erzielt werden, während in anderen Märkten die Kosten höher als die potenziellen Verkaufspreise sind. Bei bestimmten Parameterkonstellationen (hohe Strompreisvolatilität und niedrige Kapitalkosten der Elektrolyse) ergibt sich jedoch für den optimalen Betrieb eine vergleichsweise geringe Auslastung der Anlage (2.500-3.200 Volllaststunden im Jahr), sodass diese potenziell für das Lastmanagement im Sinne der fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt werden kann. Bei einer zusätzlichen Entlohnung für das Lastmanagement (z.B. durch entsprechende Marktmechanismen) oder Reduktion der Stromkosten (z.B. durch reduzierte Bepreisung des Überschussstromes) würde sich damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage deutlich verbessern. Aus dem Vergleich zwischen der alkalischen und PEM-Elektrolyse ergibt sich ferner, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen die PEM-Elektrolyse langfristig höhere Profitabilität als die alkalische Elektrolyse ausweist.

Darüber hinaus wird aus der Sensitivitätsanalyse ersichtlich, dass die Kosten des Speichers einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den Gesamtwert der Wasserstoff-Anlage haben. Aus diesem Grund ist Überdimensionierung der Kaverne besser als ihre Unterdimensionierung, da dadurch deutlich mehr Flexibilität zu relativ geringen Kosten erreicht werden kann. Der ökonomische Wert der Wasserstoff-Anlage kann ferner durch die synergetische Nutzung in verschiedenen Märkten verbessert werden, da so die Elektrolyse und der Speicher besser ausgelastet werden als im getrennten Betrieb. Dieser Effekt tritt bei den festgelegten Inputparametern bei der alkalischen Elektrolyse stärker als bei der PEM-Elektrolyse auf. Auch der dynamische Betrieb der PEM-Elektrolyse mit Überlast hat einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage. Insbesondere bei geringen Elektrolysekapazitäten mit hoher Auslastung und daher mit hohem Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten, können durch den Überlastbetrieb die Stromkosten deutlich gesenkt und der ökonomische Wert der Anlage erhöht werden.

4.6. Literaturverzeichnis

- [DLR/IWES/IfNE12] Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., de Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., and B. Wenzel, (2012a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bericht, März 2012.
- [ALACAES SA, 2013] AIRLIGHT ENERGY Holding SA, ALACAES SA, The AA-CAES technology, Stand Juni 2013
<http://www.alacaes.com/>
<http://www.srf.ch/wissen/technik/energiewende-mit-druckluftspeichern>
- [Bünger-1, 2012] Bünger, U., Michalski, J., Stiller, C., Crotogino, F., Donadei, S., Kruck, O., Zündel, F., Muth, J., Hentschel, J., Schmerbeck, S., Seyfried, F. (2012): The role of hydrogen in future energy markets - beyond transport fuel, presentation of study results at World Hydrogen Energy Conference XXIX, Toronto, 6 June 2012.
- [Bünger-2, 2012] Bünger, U., Michalski, J., Weindorf, W., Raksha, T., Niehaus, T., Walch, L. (2012): Production pathways for hydrogen as a vehicle fuel based on renewable energy with the option of load management - a study for Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), presentation of study results at World Hydrogen Energy Conference XXIX, Toronto, 6 June 2012.
- [ChemCoast 2013] Business Case Analyse "Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff Produktion in der Wirtschaftsregion Unterelbe", Analyse von Ernst&Young, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und Becker, Büttner&Held, in Bearbeitung, 2013.
- [dena PtG, 2012] Albrecht, U.; Landinger, H.; Weindorf, W.: Erzeugungspfadanalyse Power to Gas - Kosten und Wirkungsgrade verschiedener Nutzungspfade im Vergleich. Ergebnispräsentation Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH anlässlich der Strategieplattform Power to Gas, Berlin, 9. Juli 2012.
- [DENA, 2010] DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Februar 2010;
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Zusammenfassung_Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf.
- [DENA, 2013] DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Strategieplattform Power to Gas, Pumpspeicherkraftwerke
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-speichern.html>.
- [DENA-2, 2010] DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf;

- http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Zusammenfassung_Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf.
- [DVWG, 2012] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: DVGW erforscht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur, press releasen 25 September 2012;
- <http://www.dvgw.de/presse/pressemitteilungen/dvgw-pressemitteilung/meldung/19646/link//95b5b12bac4fd85f51778f3691979f5a/>
- [EFZN, 2011] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke; 2011.
- <http://www.psw.efzn.de/forschung>
- [Enquete 2012] Einrichtung einer Enquete-Kommission zur Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren. Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 16/1630, 16. Wahlperiode, 4. December 2012.
- [EPRI, 2011] Electric Power Research Institute (EPRI), D. Rastler: Energy Storage Technology Status, EPRI Renewable Council Meeting, 5-6 April 2011
- http://mydocs.epri.com/docs/publicmeetingmaterials/1104/4ANZGWRJTYQ/E236208_02._Rastler_Energy_Storage_Technology_Status.pdf
- [EU, 2013] European Commission, DG ENER: Working Paper “The future role and challenges of Energy Storage”, 23 JAN 2013.
- [Garche, 1999] Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen, Berlin, Dezember 1999.
- [Genoese, 2013] Fabio Genoese: Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland, KIT Scientific Publishing, 2013
- [HYPOS 2013] HYPOS strategy project of the East German chemical industry, <http://www.hypos-eastgermany.de/>.
- [IES, 2011] IEC Market Strategy Board, with a major contribution from the Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Electrical Energy Storage, White paper, December 2011
- <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>.
- [HyUnder, 2013] Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe”. EC-funded research project, grant agreement no.: 303417, partners: CEA, CENEX, DEEP., ECN, E.ON Gas Storage, Hincio, Hydrogen Arragon, KBB, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, NHFCC, Shell, Solvay, 6/2012-6/2014.
- [IGBCE, 2010] Brancheninfo: Elektrizitätswirtschaft und Braunkohle 03/2010;

- http://www.igbce.de/portal/binary/com.epicentric.contentmanagement.servlet.ContentDeliveryServlet/site_www.igbce.de/static_files/PDF-Dokumente/Branchen/dcb6099fb1bac2d35a2861035bf21ca.pdf
- [ISEA, 2012] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Georg Fuchs, Benedikt Lunz, Matthias Leuthold, Dirk Uwe Sauer: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien, Berlin, September 2012.
- [NPE, 2011] Nationale Plattform Elektromobilität – Zweiter Bericht der nationalen Plattform Elektromobilität; Mai 2011.
- [Paulus 2011] Paulus, M.; Borggreffe, F.: The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. Applied Energy 88 (2011) 432–441.
- [RWE, 2013] RWE Corporate Website: Project ADELE, Stand Juni 2013: <http://www.rwe.com/web/cms/en/365478/rwe/innovation/projects-technologies/energy-storage/project-adele/>
- [Sauer, 2006] Sauer, Uwe, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, 2006
<http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Sauer Optionen Speicher regenerativ okt06.pdf>
- [Siemens, 2013] Waidhas, M.: Vortrag, persönliche Mitteilung von Siemens AG, September 2008
- [Stiller, 2010] Stiller, C, Schmidt, P., Michalski, J., Wurster, R., Albrecht, U., Bünger, U., Altmann, M. (2010): Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein, Report, 2010.
- [STORE2.1, 2012] Store Project. Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. Deliverable 2.1. “Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies” http://www.store-project.eu/en_GB/project-results [VDE 2008]
Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Projektbericht, ETG Energy Storage Task Force, TU Braunschweig, LBST, KBB Underground Technologies, Universität Köln, ETG, RWE, Hochschule Wolfenbüttel, E.ON, RWTH Aachen, Universität Rostock, Siemens, DLR Stuttgart, Dezember 2008.
- [VDE, 2009] VDE-Studie “Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger”, ETG Task Force. Partner: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, KBB Underbround Technologies, Frontier Economics, Energietechnische Gesellschaft im VDE, ETG TF Energiespeicher, Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel, E.ON Netz, RWTH Aachen,

Universität Rostock, Siemens AG, E.ON Energie, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2008.

- [VDE, 2012] VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Partner: Bundesnetzagentur, RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice, VDE/ETG, Kleimaier Consultant, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, RWTH Aachen (ISEA), RWTH Aachen (IAEW), Fraunhofer IWES Kassel, Technische Universität Kaiserslautern, Hochschule Regensburg, 2012.
- [VDE-2, 2012] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), ETG Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks: Studie: „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“, Mai 2012.

4.7. Abkürzungsverzeichnis

ACAES	Adiabate Druckluftspeicherung
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicherung)
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
EE	Erneuerbare Energien
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
LP	Lineare Programmierung
NPV	Net Present Value
PSA	Pressure swing adsorption (Druckwechseladsorption)
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
SMG	Synthetisches Erdgas
THG	Treibhausgasemissionen

5. Vergleichende Bewertung der Integration einer zentralen versus einer dezentralen Wasserstoffherzeugung in die zukünftige Stromversorgung Deutschlands

5.1.	Einleitung und Vorgehen	194
5.2.	Szenarienrahmen, Randannahmen und betrachtete Szenariovarianten.....	195
5.2.1.	Szenario der langfristigen Stromerzeugung	196
5.2.2.	Festlegung unterschiedlicher Nutzungspfade und Strukturoptionen für Erzeugung, Speicherung und den Transport von Wasserstoff im Energiesystem	201
5.2.3.	Definition der betrachteten Szenariovarianten	204
5.3.	Analyse des Energiesystems für die Szenariovarianten	205
5.3.1.	Methodik der modellbasierten Simulation der Stromversorgung	205
5.3.2.	Ergebnisse der Modellierungen mit REMix.....	210
5.4.	Fazit und Ausblick	229
5.5.	Literaturverzeichnis	232
5.6.	Abkürzungsverzeichnis	233

5.1. Einleitung und Vorgehen

In diesem Kapitel werden die Vorgehensweise und Ergebnisse eines modellbasierten Vergleichs der Integration von dezentralen und zentralen Elektrolyse-Speicher-Systemen in ein zukünftiges Stromversorgungssystem Deutschlands dargestellt und diskutiert. Die Arbeiten basieren zum einen auf den in den Kapiteln 1 und 2 dokumentierten Charakterisierungen von Anlagen zur intermittierenden Erzeugung von Wasserstoff und zum anderen auf langfristigen Szenarien der Energieversorgung, die den Kontext der Simulationen zukünftiger Stromversorgungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien bilden. Die Infrastrukturen zur zentralen und dezentralen Wasserstoffherzeugung und -nutzung werden so definiert, dass sie sowohl für eine Rückverstromung als auch für die Deckung einer Wasserstoffnachfrage im Verkehr geeignet sind. Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff wird dabei entweder vor Ort gespeichert und zur Betankung von Fahrzeugen oder zum Einsatz in GuD-Kraftwerken genutzt oder – synthetisiert zu Methan – ins Erdgasnetz eingespeist und anteilig dezentral rückverstromt. Zur Speicherung des Wasserstoffs werden bei dezentralen Elektrolyseuren Druckbehälter und bei größeren Leistungen zentraler Anlagen Salzkavernen angenommen. Die Nutzung von Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff hängt direkt von der Verfügbarkeit geeigneter Kavernen an möglichen Standorten ab. Diese Verfügbarkeit ist ein zentrales Ergebnis der in Kapitel 3 dargestellten Arbeiten und wird für die nachfolgenden Modellierungen als Wasserstoffspeicherungspotenzial in räumlicher Differenzierung berücksichtigt.

Die regenerativ erzeugten Wasserstoffmengen, die in der Jahresbilanz Deutschlands im Verkehr und zur Rückverstromung im Stromsektor bis zum Jahr 2050 als Nachfrage angenommen werden, werden

aus Szenarien zur Energieversorgung übernommen, die sich konsistent zu den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010 bzw. des Gesetzespakets zur Energiewende vom Sommer 2011 darstellen (s. [ENERGIE10]). Die Strukturoptionen „dezentral“ und „zentral“ werden somit für Deutschland unter Berücksichtigung eines starken Zubaus fluktuierender erneuerbarer Energiequellen wie auch eines konsistenten Entwicklungspfad für das europäische Stromverbundsystem untersucht.

Netzrestriktionen können in diesem Zusammenhang das Abregeln fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen erforderlich machen. Um dies zu vermeiden, müssen zum einen die Übertragungsnetze durch Verstärkung einzelner Leitungen oder durch den Zubau neuer überregionaler Verbindungen erweitert werden. Zum anderen übernehmen Langfrist- und Kurzfrist-Stromspeicher, sowie weitere Maßnahmen des Last- und Erzeugungsmanagements eine wichtige Rolle für den Lastausgleich⁷ einer zukünftigen Stromversorgung. Dies kann komplementär oder je nach den räumlichen Rahmenbedingungen auch in Konkurrenz zu einem Netzausbau geschehen. Die Integration zentraler und dezentraler Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff wird in diesem Kontext insbesondere hinsichtlich ihrer Auswirkung auf die Auslastung der Kapazitäten des Stromtransportnetzes sowie des angenommenen Kraftwerksparks untersucht.

Dazu wird das am DLR entwickelte Energiesystemmodell REMix eingesetzt, das in stündlicher Auflösung den Einsatz von Stromerzeugungs-, Stromspeicher- und Stromübertragungskapazitäten unter gegebenen Randbedingungen optimiert und auch zur Dimensionierung von Systemkomponenten verwendet werden kann. Im Folgenden wird das Modell zur Ermittlung einer aus volkswirtschaftlicher Perspektive kostenminimalen Betriebsweise des Energieversorgungssystems genutzt. Damit werden die in Kapitel 4 dargestellten Einsatzoptimierungen und ökonomischen Bewertungen, die auf Systemebene und primär aus betriebswirtschaftlicher Perspektive erarbeitet sind, ergänzt.

5.2. Szenarienrahmen, Randannahmen und betrachtete Szenariovarianten

Für den modellbasierten Vergleich verschiedener Pfade zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs erfolgt die Abbildung unterschiedlicher Infrastrukturen des Energiesystems Deutschlands, eingebettet in das gesamteuropäische Energieverbundnetz. Dazu wird zunächst der Szenarienrahmen für die langfristige Stromerzeugung und -nachfrage sowie die Nachfrage an erneuerbar erzeugtem Wasserstoff zur Rückverstromung und für die Mobilität definiert. Die techno-ökonomischen Entwicklungspfade und Charakterisierungen der alkalischen Elektrolyseure werden entsprechend der im Kapitel 4 dargestellten Ergebnisse übernommen und hier nicht mehr diskutiert. Daneben werden Szenariovarianten für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff definiert, die sich hinsichtlich der zentralen bzw. dezentralen Infrastrukturen unterscheiden. Daraus ergibt sich im Hinblick auf Ausgleichseffekte innerhalb wie außerhalb Deutschlands eine konsistente Datengrundlage, die für die Simulationen der Stromversorgung einschließlich der Interaktionen mit der Wasserstoffherzeugung die Grundlage bildet. Der Szenarienrahmen orientiert sich am politischen Mindestziel bezogen auf den Klimaschutz, die Minderung der Treibhausgasemissionen (THG) bis 2050 um 80 % bezogen auf das Jahr 1990. Somit werden alle Annahmen zum Einsatz erneuerbarer Energien wie auch der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff für die folgenden Untersuchungen auf einer zwar ambitionierten aber dennoch konservativen Grundlage abgeleitet.

⁷ Mit Lastausgleich wird das mit Hilfe von Flexibilisierungsoptionen zeitliche und/oder räumliche aneinander Anpassen von stromseitiger Energienachfrage und Stromerzeugung bezeichnet.

5.2.1. Szenario der langfristigen Stromerzeugung

Die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland wird in Anlehnung an die BMU-Langfristszenarien 2011 [DLR/IWES/IfNE12] angenommen. Damit wird ein transparentes und weitgehend anerkanntes Szenariogerüst genutzt, das entsprechend den quantifizierten Zielen des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung eine zukünftige nachhaltige Stromversorgung basierend auf einem hohen Anteil erneuerbarer Energien beschreibt. Im Folgenden werden die relevanten Annahmen und Pfade der Szenarien auf der Stromseite kurz skizziert. Die wesentlichen Prämissen zur Entwicklung des Stromverbrauchs im Szenario 2011 A aus [DLR/IWES/IfNE12] sind:

- Langfristig wird das Ziel des Energiekonzepts erreicht, den Endenergieverbrauch an Strom bis zum Jahr 2050 um 25% zu senken. Bei der Berechnung dieser Einsparquote sind die Strommengen, die heute oder zukünftig zur Bereitstellung von Wärme oder von Wasserstoff genutzt werden, nicht berücksichtigt.
- Langfristig spielt Strom in den Sektoren Wärme (z.B. Wärmepumpen, Prozesswärmeerzeugung Industrie) und Verkehr (Elektroantrieb) eine zunehmend bedeutende Rolle. Erneuerbarer Strom wird hierbei zur Primärenergie, die fossile Brenn- und Kraftstoffe substituiert. Dadurch steigt die Effizienz des Energiesystems, da Wärmeverluste in Feuerungsanlagen vermieden werden.
- Langfristig wird erneuerbarer Strom auch zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyseure eingesetzt. Dieser sekundäre Energieträger erweitert den Einsatz erneuerbarer Energie im Verkehrssektor bei Anwendungen, bei denen der direkte Einsatz von Strom nicht möglich ist.

Abbildung 5-1 zeigt den Endenergieverbrauch von Strom unterteilt nach den vier Verbrauchssektoren (Haushalte, Industrie, Verkehr und Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD)) sowie den zusätzlichen Strombedarf im Umwandlungssektor (z.B. Netzverluste, Elektrolysestrom für die Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehrssektor) basierend auf Szenario 2011 A aus [DLR/IWES/IfNE12]. Trotz der vorausgesetzten enormen Effizienzsteigerungen im Endenergieverbrauch an Strom steigt der Bruttostromverbrauch durch die angenommene zunehmende Nachfrage an Wasserstoff aus dem Verkehr langfristig wieder an. Entsprechend ist im Szenario 2011 A deutlich mehr Leistung zur Erzeugung erneuerbaren Stroms installiert als in einem Szenario ohne Wasserstoffnachfrage. Letzteres entspricht Szenario 2011 C aus [DLR/IWES/IfNE12], in dem die Randannahmen so gesetzt sind, dass die Ziele des Energiekonzepts ohne eine chemische Stromspeicherung erreicht werden.

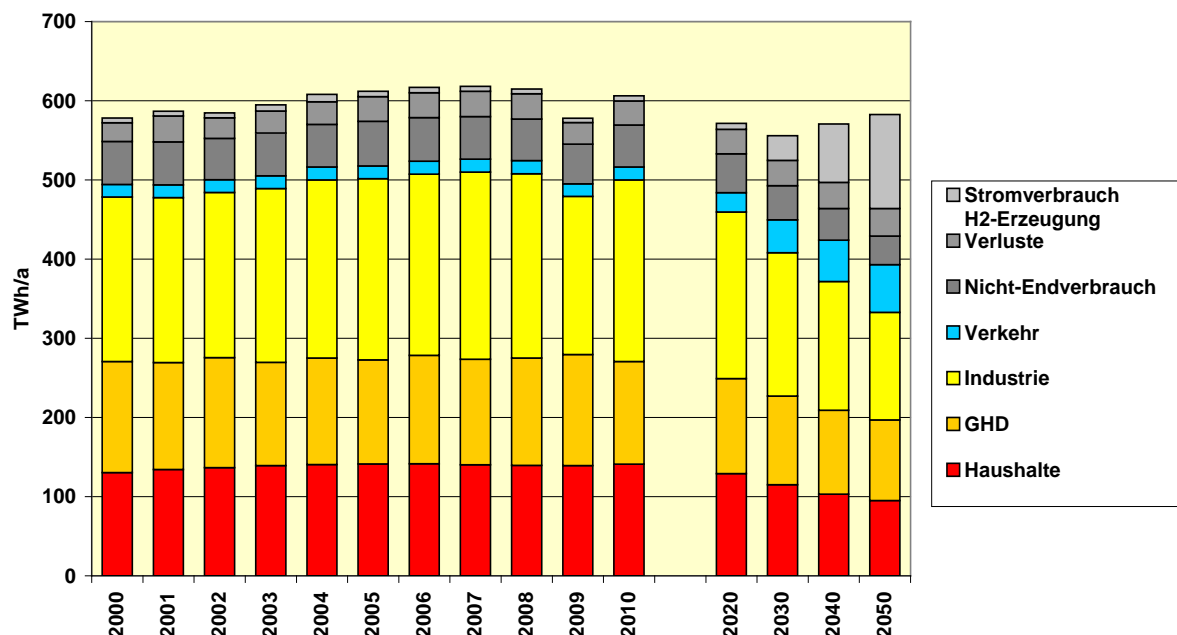


Abbildung 5-1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom⁸ im Szenario 2011 A in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr [DLR/IWES/IfNE12]

Der Kraftwerkspark zur Deckung des Strombedarfs wird sich zukünftig verändern. Die wesentlichen Prämissen für die langfristige Entwicklung der Stromerzeugung werden im Folgenden erläutert.

- Bei der Bruttostromerzeugung wird entsprechend der Zielsetzung im Energiekonzept und konsistent zum THG-Minderungsziel von 80 % (entspricht einer Minderung der CO₂-Emissionen um etwa 85 % im gleichen Zeitraum) ein erneuerbarer Anteil von über 80 % im Jahr 2050 erreicht.
- Die Deckung des Strombedarfs für die Elektromobilität und ggf. für die Wasserstoffnachfrage wird in den Szenarien bilanziell über Strom aus erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) angenommen. Entsprechend wurden im Szenario zusätzliche installierte Kraftwerksleistungen veranschlagt.
- Der Ausbau der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt diversifiziert und insgesamt sehr dynamisch. Die Rolle der Photovoltaik bleibt mit einem maximalen Zubau von unter 70 GW begrenzt, die Windkraft erreicht eine Gesamtleistung von 80 bis 85 GW, bei der Annahme etwa gleicher erzeugter Strommengen durch Wind Onshore und Wind Offshore. Die heimische fluktuierende Erzeugung wird durch Beiträge regelbarer Biomassekraftwerke sowie durch die Geothermie und die Wasserkraft ergänzt.
- Die Summe der installierten Leistung insgesamt nimmt stark zu, insbesondere die Summe der nicht-regelbaren Kapazitäten. Die für den Lastausgleich zur Verfügung stehenden Pumpspeicherleistungen werden exogen mit 6,5 GW angenommen, ein weiterer Speicherausbau kann je nach Szenarienvariante endogen bei den Simulationen resultieren.

⁸ Stromverbrauch Wasserstoffherzeugung: Stromeinsatz für Elektrolyse zur Rückverstromung und Wasserstoff als Kraftstoff; Verluste: Speicher- und Stromübertragungsverluste, Nicht-Endenergieverbrauch: Eigenverbrauch Kraftwerke und nicht-endenergetischer Stromverbrauch im Umwandlungssektor

- Die wenig regelbaren fossilen Kondensationskraftwerke müssen rückgebaut werden, um einen Systemkonflikt (Nutzungskonkurrenz um Speicher- und Netztransferkapazitäten) sowie die Einschränkung der Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungskapazitäten zu vermeiden. Der Rückbau fossiler Kraftwerksleistung ist exogen in den Szenarien vorgegeben.
- Die Versorgungssicherheit in „Extremfällen“ bleibt für dieses Mengengerüst unter Einbeziehung der netztechnischen Aspekte zu untersuchen. Langfristig sind Last- und Erzeugungsmanagement, kurz- und langfristige Stromspeicherung sowie Netzausbau einschließlich der Erweiterung des europäischen Stromverbunds erforderlich.
- Ein Zubau flexibler Gas-Kraftwerke (GT & GuD) ist notwendig, um die mit hohen Gradienten und Leistungsspitzen auftretenden Fluktuationen der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen.

Die Struktur des zukünftigen Kraftwerksparks gemäß Szenario 2011 A ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Deutlich wird die hohe Leistung, welche aus Photovoltaik (PV) an sonnigen Tagen bereitgestellt werden kann. Mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke haben im Szenario in 2050 noch eine Leistung von 38 GW, davon 88 % Erdgaskraftwerke einschließlich Gasturbinen. Diese Leistungen stellen zu 45 % hoch effiziente KWK-Anlagen dar und zu 55 % Kondensationskraftwerke, deren Leistung nur zur Deckung residualer Spitzenlasten abgerufen wird, wenn aufgrund der Wetterbedingungen Strom aus erneuerbaren Energien nur eingeschränkt zur Verfügung steht.

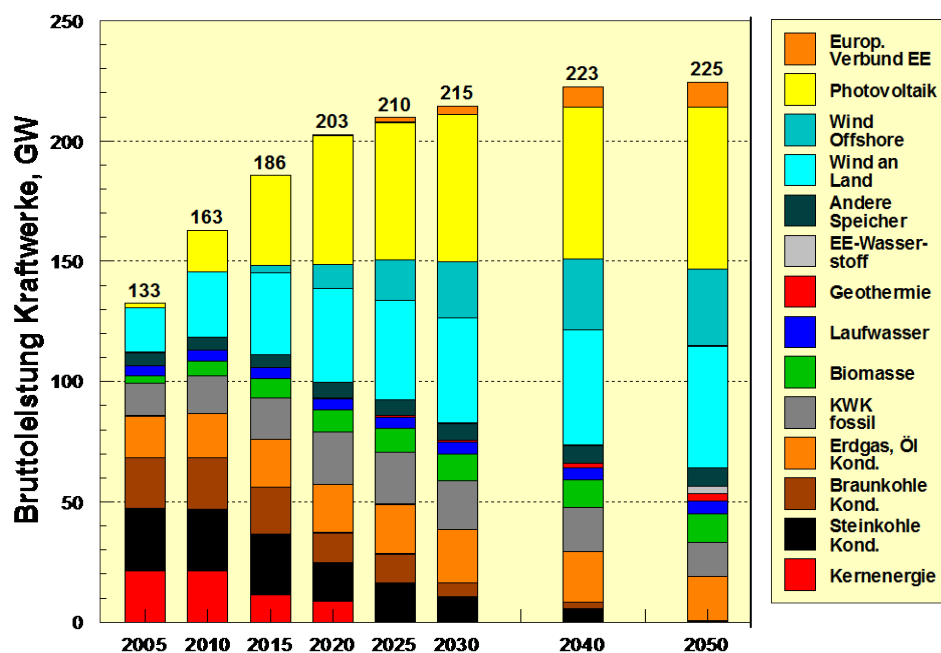


Abbildung 5-2: Struktur der Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten im Szenario 2011 A [DLR/IWES/IfNE12]

Ausgehend von diesen Szenarien-Mengengerüsten werden für die folgenden Untersuchungen Modifizierungen vorgenommen, mit dem Ziel, hinsichtlich der Flexibilitäten im Energiesystem möglichst konservative Vergleichsszenarien zu definieren. So wird der Import regelbaren, erneuerbaren Solarstroms, der ein wesentliches Strategieelement in den ursprünglichen BMU-Langfristszenarien darstellt, durch heimische Erzeugung mit Photovoltaik und Windstrom ersetzt. Als Folge der Annahme, dass sich diese vielversprechende Option zur Stabilisierung der Stromversorgung bei hohen erneuerbaren Anteilen nicht politisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich durchsetzen kann, ergibt sich ein höherer Lastausgleichsbedarf im Energiesystem. Auf diese Weise werden die

möglichen Wirkungen der Integration einer flexibilisierten Wasserstoffherzeugung in das Stromversorgungssystem im Vergleich zu einem Szenario ohne Wasserstoffherzeugung deutlicher sichtbar. Demgegenüber würde ein regelbarer Import von Solarstrom, der derzeit in der Energiepolitik nur am Rande als eine mögliche Option diskutiert wird, bereits einen Großteil des Lastausgleichsbedarfs vermeiden und die Notwendigkeit einer chemischen Stromspeicherung von Strom zur Rückverstromung zumindest in einem 80% THG-Minderungsszenario in Frage stellen.

Für das Jahr 2030 wird ausgehend vom Szenario A zusätzlich ein Referenzszenario definiert, in dem die festgelegte Wasserstoffherzeugung für den Verkehr nicht erfolgt und entsprechend weniger erneuerbarer Strom und installierte Leistungen an PV und Windkraft zur Verfügung stehen. Des Weiteren findet im Szenario mit Wasserstoffeinsatz im Verkehr zunächst keine Wasserstoffherzeugung zur Rückverstromung statt. Als Sensitivitätsvariante wird im Folgenden zusätzlich eine Kombination aus Rückverstromung und Wasserstoffnachfrage im Verkehr für das Jahr 2050 berechnet und diskutiert. Für die wichtigsten Szenarienvarianten sind die angenommenen installierten Leistungen der Stromerzeugungs- und KWK-Technologien in Deutschland in Tabelle 5-1 bzw. Tabelle 5-2 aufgeführt.

Technologie	2030 mit/(ohne) H ₂ -Mobilität (Szenario A)	2050 mit H ₂ -Mobilität (Szenario A)	2050 mit Rückverstromung (Szenario C)
Biomasse	2,5	1,7	1,7
Braunkohle	5,6	0,0	0,0
Erdgas, Öl	22,6	20,6	20,0
Geothermie	1,0	3,0	3,0
Photovoltaik	67,3 (63,4)	80,2	76,1
Pumpspeicher	6,5	6,5	6,5
Steinkohle	10,6	0,8	0,8
Wasserkraft	4,9	5,2	5,2
Wind Offshore	24,8 (21,7)	37,4	34,7
Wind Onshore	47,4 (41,7)	61,5	55,4
Gesamte Bruttoleistung	193,3 (180,5)	217	203,3

Tabelle 5-1: Angenommene installierte Kraftwerksleistungen zur Stromerzeugung in den untersuchten Szenarien in GW, ohne die Annahme eines Netto-Stromimports

Technologie	2030 mit/ohne H ₂ -Mobilität (Szenario A)	2050 mit H ₂ -Mobilität (Szenario A)	2050 mit Rückverstromung (Szenario C)
Biomasse	10,5	12,4	12,4
Erdgas, Öl	16,4	13,8	13,8
Steinkohle	3,9	2,3	2,3
Gesamte Bruttoleistung	30,8	28,5	28,5

Tabelle 5-2: Installierte KWK-Kraftwerksleistungen in den untersuchten Szenarien in GW

Für die Simulationen der Stromversorgung in zeitlicher und räumlicher Auflösung ist neben der Abbildung der installierten Kraftwerksleistungen in Deutschland auch die Berücksichtigung der Stromversorgungssysteme der europäischen Nachbarländer erforderlich. Ein entsprechendes Szenarienmengengerüst wird von [Scholz14] übernommen. In diesem vom BMWi geförderten Projekt zum Lastausgleich wurde neben den Stromversorgungssystemen auch die Entwicklung der netzgebundenen Wärmeversorgung skizziert. Der resultierende weiträumige Leistungsaustausch

zwischen Regionen kann die Betriebsweise des deutschen Energieversorgungssystems signifikant beeinflussen und hat somit auch Auswirkungen auf den Betrieb der Wasserstofferzeugungsanlagen.

In Hinsicht auf alternative Optionen zur Flexibilisierung der Stromversorgung werden ebenfalls verhältnismäßig konservative Annahmen getroffen. Das heißt, dass sowohl auf die modellendogene Erhöhung der Übertragungsnetzkapazitäten für einen räumlichen Lastausgleich, als auch auf einige derzeit diskutierte Optionen, die eine zeitliche Lastverschiebung bewirken, verzichtet wird. So wird auf Seite der Stromnachfrage abgesehen von Lastverschiebung durch gesteuertes Laden in der Elektromobilität kein Demand Side Management (DSM) vorausgesetzt. Ferner werden neben den heute existierenden Pumpspeicherkraftwerken keine weiteren Energiespeichertechnologien im Modell vorausgesetzt. Dies betrifft ebenso die Bereitstellung von netzgebundener Wärme. KWK-Anlagen werden wärmegeführt betrieben und können nicht durch Wärmespeicher flexibel, d.h. stromgeführt betrieben werden.

Zur Beschränkung des Lastausgleichs durch Stromtransport zwischen den angenommen europäischen Modellregionen wird zunächst von den von ENTSO-E veröffentlichten Net Transfer Capacities (NTC) aus dem Jahr 2011 ausgegangen [ENTSO-E11]. Die Übertragungskapazitäten für den innerdeutschen Stromtransport basieren auf eigenen Arbeiten [Luca de Tena 2014]. Für das Jahr 2030 werden diese Ist-Übertragungskapazitäten des Drehstromübertragungsnetzes sowie der Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in Hochspannungsgleichstromübertragungstechnik (HGÜ) entsprechend der aufgeführten Projekte des Ten Year Network Development Plan 2012 [TYNDP12] und des Netzentwicklungsplans 2014 [NEP14] erhöht. Dabei wird von einer weiteren Zunahme des räumlichen Lastausgleichsbedarfs zwischen Nord- und Westdeutschland bzw. Nord- und Süddeutschland im Jahr 2050 ausgegangen. Dementsprechend wird basierend auf durchgeführten Sensitivitätsanalysen für die HGÜ-Korridore aus dem Netzentwicklungsplan 2014 eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität von innerdeutschen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im Jahr 2050 gemäß Tabelle 5-3 exogen angenommen. Die Übertragungskapazitäten des Drehstromübertragungsnetzes bleiben gegenüber den Annahmen für das Jahr 2030 im Jahr 2050 unverändert.

Szenario	Übertragungsstrecke		Korridor entsprechend [NEP 2014]	Übertragungskapazität
	von	nach		
2030	D Nord	D West	A + B	2,0
	D West	D Süd-West	A	2,0
	D Nord	D Süd-West	C	6,0
	D Ost	D Süd-Ost	D	2,0
2050	D Nord	D West	A + B	10,0
	D West	D Süd-West	A	3,0
	D Nord	D Süd-West	C	9,0
	D Ost	D Süd-Ost	D	3,0
	D Nord	D Ost		2,2

Tabelle 5-3: Angenommene Übertragungskapazitäten der HGÜ-Korridore des Netzentwicklungsplans in Deutschland im Jahr 2030 und 2050 in GW

5.2.2. Festlegung unterschiedlicher Nutzungspfade und Strukturoptionen für Erzeugung, Speicherung und den Transport von Wasserstoff im Energiesystem

Für das Projekt werden zwei konsistente Entwicklungspfade des Energiesystems aus [DLR/IWES/IfNE12] für die Modellierungen der Wasserstoff-Strukturoptionen genutzt. Beide Szenarien folgen dem Mindestziel, bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um mindestens 80% gegenüber 1990 zu mindern. Während das Szenario 2011 C keinen Wasserstoffeinsatz im Verkehr vorsieht, sondern die Ziele über einen sehr optimistischen Entwicklungspfad für die batterieelektrische Mobilität erreicht, spielt der Wasserstoff im Szenario 2011 A eine wesentliche Rolle. Abbildung 5-3 zeigt den im Szenario 2011 A angenommenen Wasserstoffeinsatz mit seiner zeitlichen Entwicklung. Im Jahr 2050 liegt dieser mit einer Energiemenge von knapp 300 PJ deutlich niedriger als im „GermanHy-Szenario“ [GermanHy09], in welchem ein Wasserstoffeinsatz von 440 bis 480 PJ gesehen wird.

Die Rolle des Wasserstoffs ist in den folgenden Analysen somit durch die vorausgesetzte Mindestzielerreichung begrenzt. Im Vergleich dazu würde eine 100% erneuerbare Stromversorgung einen deutlich höheren Anteil an chemisch gespeichertem Strom benötigen. In Form von Wasserstoff wären dies beispielsweise im Szenario THG95 nach [DLR/IWES/IfNE12] über 1050 PJ. Während im 80%-Szenario der Schwerpunkt der Nutzung klar im Verkehrssektor liegt, würde in einem 100%-Szenario in gleichem Maße die Wärmeerzeugung, und hier vor allem die Erzeugung industrieller Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme eine Rolle spielen. Die Rückverstromung wird aufgrund der möglichen Nutzung anderer Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem in beiden Szenarien eher mit einer untergeordneten Rolle gesehen. Eine dezentrale Nutzung von Wasserstoff in Haushalten zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme ist aufgrund der hohen Infrastrukturaufwendungen nicht vorgesehen. Hier erscheinen aus heutiger Sicht Wärmepumpen und die Nutzung von Biomassen, solarer Wärme und Geothermie über Wärmenetze die deutlich vielversprechenderen, weil kostengünstigeren Optionen.

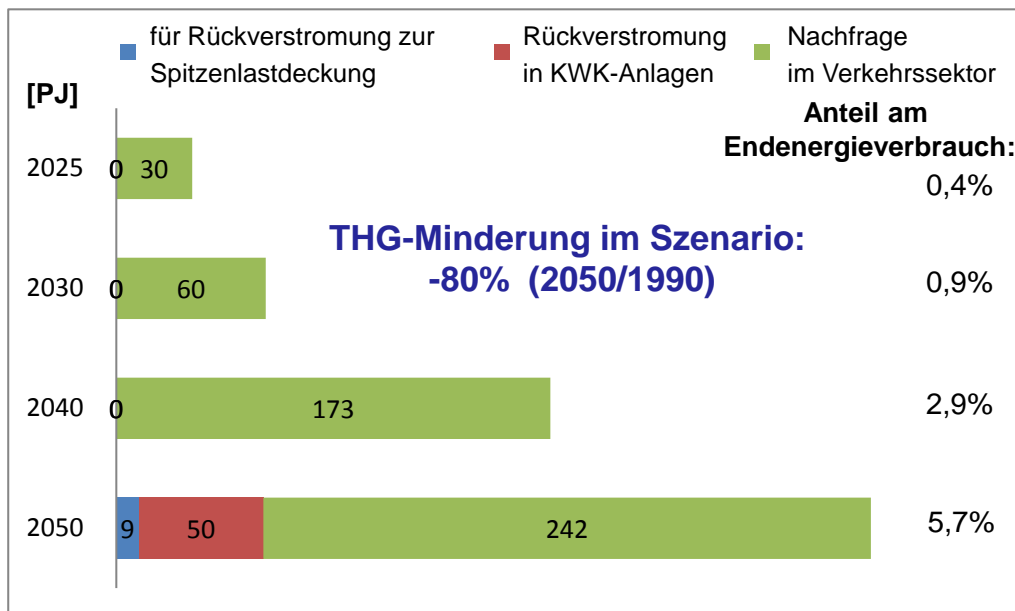


Abbildung 5-3: Einsatz von Wasserstoff im Szenario 2011 A nach [DLR/IWES/IfNE12]

Es werden somit zwei grundlegende Nutzungspfade für den Einsatz von Wasserstoff untersucht: Einerseits die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr und andererseits in geringeren Anteilen zur chemischen Stromspeicherung und Rückverstromung und damit zur ergänzenden Bereitstellung

gesicherter Leistung basierend auf erneuerbaren Energien. Die Notwendigkeit bzw. Vorteilhaftigkeit der Wasserstoffnutzung im Energiesystem hängt einerseits von der zukünftigen Verfügbarkeit und den Kosten fossiler Kraft- und Brennstoffe ab. Andererseits ist im Sektor Verkehr durch die Zielsetzungen bezüglich des Klimaschutzes und der erneuerbaren Anteile ein Bedarf an synthetischen Kraftstoffen wahrscheinlich, da sowohl die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse als auch die Reichweite batterieelektrischer Verkehrsmittel begrenzt sind. Eine Rückverstromung von erneuerbarem Wasserstoff ist sinnvoll, wenn zum einen ein saisonaler Speicherbedarf aufgrund nicht ausreichender Flexibilität im Stromversorgungssystem entsteht und zum anderen die zur Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung und zur Deckung der Residuallast installierten Gaskraftwerke aufgrund des Klimaschutzzieles anteilig mit einem erneuerbaren Gas betrieben werden müssen. Die in Kapitel 4 betrachteten Potentiale der Wasserstoffnutzung in der Industrie werden an dieser Stelle nicht in die Szenarienanalysen einbezogen, da hier zur Abschätzung und Charakterisierung räumlich differenzierter Potenziale zunächst genauere branchenspezifische Untersuchungen erforderlich sind.

Für die Untersuchung der zwei Wasserstoff-Nutzungspfade und deren Integration in das Energiesystem wird jeweils zwischen einer **dezentralen** und einer **zentralen** Variante unterschieden. Bezüglich der gewählten Strukturoptionen gelten hierfür folgende Annahmen: Im Fall der Wasserstoff-Rückverstromung findet die Dimensionierung der aggregiert installierten Elektrolyseurleistung auf Grundlage der zur Rückverstromung vorgesehenen Strommengen von 21,45 TWh/a im Jahr 2050 aus [DLR/IWES/IfNE12]) statt, wobei von einer mittleren Auslastung von 3000 Volllaststunden ausgegangen wird, was (mit Ausnahme von „Mobilität 2025“) in etwa der Auslastung der betriebswirtschaftlich optimal ausgelegten Wasserstoffanlage aus Kapitel 4.4.3 entspricht. Für das Jahr 2030 wird ausgehend von den Ergebnissen der hier angesetzten Langfristszenarien keine Wasserstofferzeugung für die Rückverstromung angenommen. Bei zentraler Verwendung findet die Rückverstromung direkt an der Wasserstoffkaverne mit GuD statt. Als Kavernenstandorte werden hier die in Kapitel 3 aufgeführten, bereits heute vor allem im Norden Deutschlands verfügbaren Erdgas-Kavernenspeicher verwendet und für die Modellierung aggregiert einer der sechs in Abbildung 5-4 dargestellten Regionen zugeordnet.

Für die dezentrale Rückverstromung wird angenommen, dass der Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist wird. Zur Umgehung von Problemen mit Grenzwerten der Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz wird der Wasserstoff hierfür zu Methan synthetisiert. Die Methanisierung wird vereinfacht mittels einer Effizienz von 80 % modelliert. Unberücksichtigt bleibt dabei, dass die Methanisierung als chemischer Prozess möglichst gleichmäßig betrieben werden sollte. Im Vergleich zur zentralen Verwendung findet hier die Rückverstromung deutschlandweit in Gasturbinen, GuD- oder KWK-Anlagen statt, die andernfalls mit Erdgas betrieben werden. Der Wasserstoff wird auch in dieser Konfiguration zentral erzeugt und kann in Kavernen gespeichert werden. Als Sensitivitätsvariante wird zum Vergleich die direkte Wasserstoff-Einspeisung betrachtet, wobei eine Einspeise-Effizienz von 100% angesetzt wird. Eine Systemkonfiguration, bei der sowohl Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung dezentral erfolgen, wird als zu teuer im Verhältnis zu alternativen Optionen erachtet.

Beim Nutzungspfad im Verkehr erfolgt die Vorgabe einer Wasserstoffnachfrage entsprechend Szenario 2011 A aus [DLR/IWES/IfNE12]. Der dort projizierte Bedarf liegt bei 67,3 TWh/a (242 PJ/a) im Jahr 2050 und bei 16,56 TWh/a (59,6 PJ/a) im Jahr 2030 und wird proportional zur Anzahl der im

Jahr 2011 in den Modellregionen zugelassenen Kraftfahrzeuge auf diese verteilt [KBA 2013].⁹ Als Nachfragezeitreihe wird einheitlich das in Kapitel 4 ermittelte Wasserstoffnachfrageprofil auf den Jahresbedarf im Jahr 2030 bzw. 2050 skaliert. Auch hier wird zwischen einem zentralen und einem dezentralen Nutzungsfall unterschieden. Während bei letzterem eine vollständig dezentrale Versorgungsinfrastruktur bestehend aus Tankstellen mit eigenen Hochdruckspeichern und Elektrolyseuren vorausgesetzt wird, wird im zentralen Nutzungsfall angenommen, dass Wasserstofftankstellen auch aus Kavernenspeichern versorgt werden. Es wird ferner davon ausgegangen, dass aus Kostengründen eine zentrale Versorgung von Wasserstofftankstellen in Deutschland nur im Umkreis der Kavernenstandorte erfolgt. Daher werden Gebiete innerhalb der Modellregionen „D Süd-West“ und „D Süd-Ost“ (Abbildung 5-4), sowie Regionen außerhalb eines 200 km Umkreises um Kavernenstandorte (Abbildung 5-5) wie in der dezentralen Nutzungsvariante über Tankstellen mit eigener Wasserstoffherzeugungs- und Speicherinfrastruktur versorgt.

Die Auslegung von Speicher- und Elektrolyseurleistung für eine Tankstelle wird basierend auf eigenen Voruntersuchungen zu einer aus Kostensicht darstellbaren Infrastruktur mit einem statischen Modell für kleine, mittlere und große Tankstellen [Fischer11] und Erfahrungswerten aus bisherigen dynamischen Simulationen der Stromversorgung beispielsweise in [DLR/IWES/IfNE12] und [Scholz14] festgelegt. Mitberücksichtigt sind dabei einerseits die zeitlich variablen Stromkosten in Abhängigkeit vom Dargebot an Sonne und Wind, welche die Gestehungskosten des Wasserstoffs stark beeinflussen, und andererseits die für die Lastdeckung bei hohen fluktuierenden Erzeugungsanteilen erforderliche Flexibilität der Wasserstoffherzeugung zur Vermeidung von zusätzlichen residualen Spitzenlasten. Davon ausgehend wird die Auslastung der Elektrolyseure zur Festlegung der installierten Elektrolyseurleistung mit 2500 h/a und die Speichergröße mit 24 h Deckung des Bedarfsprofils angenommen.

⁹ Im Gegensatz zum Rückverstromungsfall, wo von einer bestimmten Jahresstrommenge zur Rückverstromung ausgegangen wird, wird hier ein Bedarf an chemisch gespeicherter Energie in Form von Wasserstoff vorgegeben.

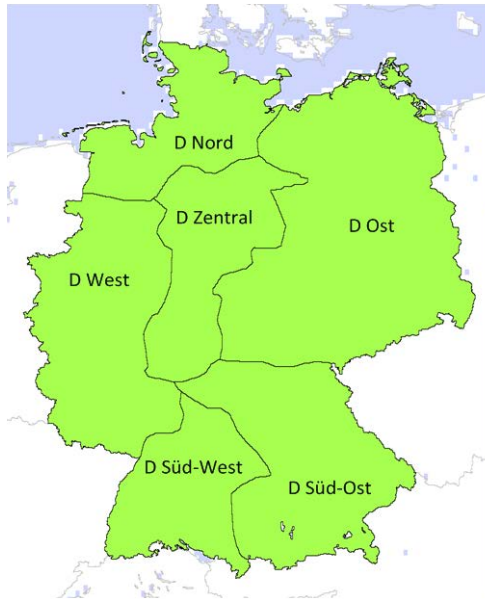


Abbildung 5-4: Betrachtete Modellregionen, aggregiertes Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber [Dena05]

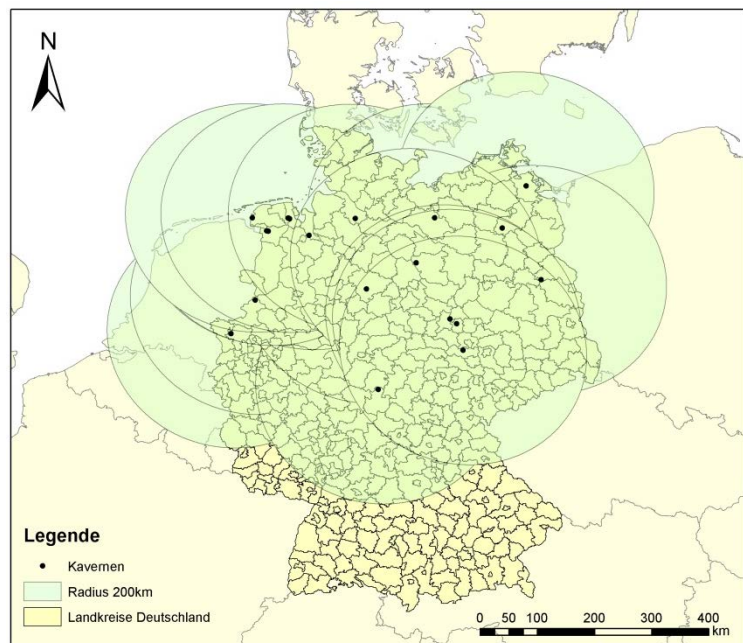


Abbildung 5-5: Aus Kavernen versorgte Landkreise in Deutschland im zentralen Wasserstoffnutzungsfall für den Verkehrssektor

5.2.3. Definition der betrachteten Szenariovarianten

Ausgehend von den oben genannten Nutzungspfaden und Strukturoptionen werden die in Abbildung 5-6 zusammengefassten, grundlegenden Szenariovarianten untersucht. Im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne Wasserstofferzeugung wird jeweils die zentrale und dezentrale Variante der Wasserstoffnutzung zum einen nur im Verkehr und zum anderen nur für die Rückverstromung simuliert. Zudem werden eine zentrale und eine dezentrale Variante für die kombinierte Wasserstoffnutzung für Mobilität und Rückverstromung untersucht. Für alle Berechnungen werden die techno-ökonomischen Parameter der Alkali-Elektrolyse vorausgesetzt. Die Simulationen finden für das Jahr 2050 statt, in dem Wasserstoff entsprechend der vorausgesetzten Szenarien eine energiewirtschaftlich relevante Rolle spielt. Für den Fall der Mobilität wird auch das Jahr 2030 untersucht und einem Referenzszenario ohne Wasserstoffeinsatz gegenübergestellt. In Sensitivitätsvarianten wird die direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz der Erzeugung und Einspeisung von synthetischem Methan gegenübergestellt.

Szenario Mobilität (Mob)

Wasserstoffnutzung im Verkehr für die Jahre 2030 und 2050

- **Dezentrale Wasserstoffherzeugung** und Vorort-Speicherung an Wasserstoff-Tankstellen für die dezentrale Nutzung im Verkehr in Deutschland
- **Zentrale Wasserstoffherzeugung**, Speicherung in Kavernen und Verteilung zur dezentralen Nutzung in einem definierten Umkreis (200 km Entfernung zu Kavernenstandorten). In den restlichen Regionen wird eine dezentrale Tankstellen-Versorgungsinfrastruktur vorausgesetzt.
- Basierend auf Szenario 2011 A aus [DLR/IWES/IfNE12]

Szenario Rückverstromung (RV)

Speicherung in Kavernen und Rückverstromung von Wasserstoff als Flexibilitätsoption für das Jahr 2050

- Zentrale Wasserstoffherzeugung und Speicherung in Kavernen für die **zentrale Rückverstromung** in GuD-Kraftwerken an Kavernenstandorten. Dadurch ergibt sich eine Konzentration von GuD-Leistung in Regionen mit hohem Kavernenspeicher-Potential (s. Kapitel 3).
- Zentrale Wasserstoffherzeugung für die **dezentrale Rückverstromung** in den in Deutschland installierten Gaskraftwerken, wie GuD oder BHKW-Anlagen. Hierfür wird der Wasserstoff nach dem Auspeichern aus der Kaverne methanisiert und in das Erdgasnetz eingespeist.
- Basierend auf Szenario 2011 C aus [DLR/IWES/IfNE12]

Szenario Mob&RV

Kombinierte Wasserstoffnutzung im Verkehr und als Flexibilitätsoption für das Jahr 2050

- Basierend auf Szenario 2011 A aus [DLR/IWES/IfNE12]

Abbildung 5-6: Szenariovarianten entsprechend der unterschiedlichen Strukturoptionen zur Wasserstoffnutzung

5.3. Analyse des Energiesystems für die Szenariovarianten

5.3.1. Methodik der modellbasierten Simulation der Stromversorgung

Für die Einsatzoptimierung und -Bewertung wird das in den letzten etwa neun Jahren (fort-) entwickelte Energiesystemmodell REMix (Renewable Energy Mixture for a sustainable energy supply), bestehend aus den Modellteilen EnDAT (Ressourcenanalyse) und OptiMo (Bottom-Up-Energiesystemmodellierung) eingesetzt. Der Schwerpunkt von letzterem liegt auf der Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in Verbindung mit zeitlichen und räumlichen Energieausgleichsoptionen (Abbildung 5-7). Der hierbei verwendete Modellierungsansatz ist Stand der Technik in der Kraftwerkseinsatzplanung. Dabei wird eine Kostenfunktion bestimmt, welche die Investitionskosten und Annuitäten aller definierten Technologien abbildet. Diese Zielfunktion wird unter Einhaltung bestimmter technisch-physikalischer Restriktionen minimiert, um

den Technologieeinsatz zur Deckung einer Lastzeitreihe zu optimieren. Energiesystemmodelle, die auf diesen Ansatz zurückgreifen, werden häufig auch als Marktmodelle¹⁰ bezeichnet.

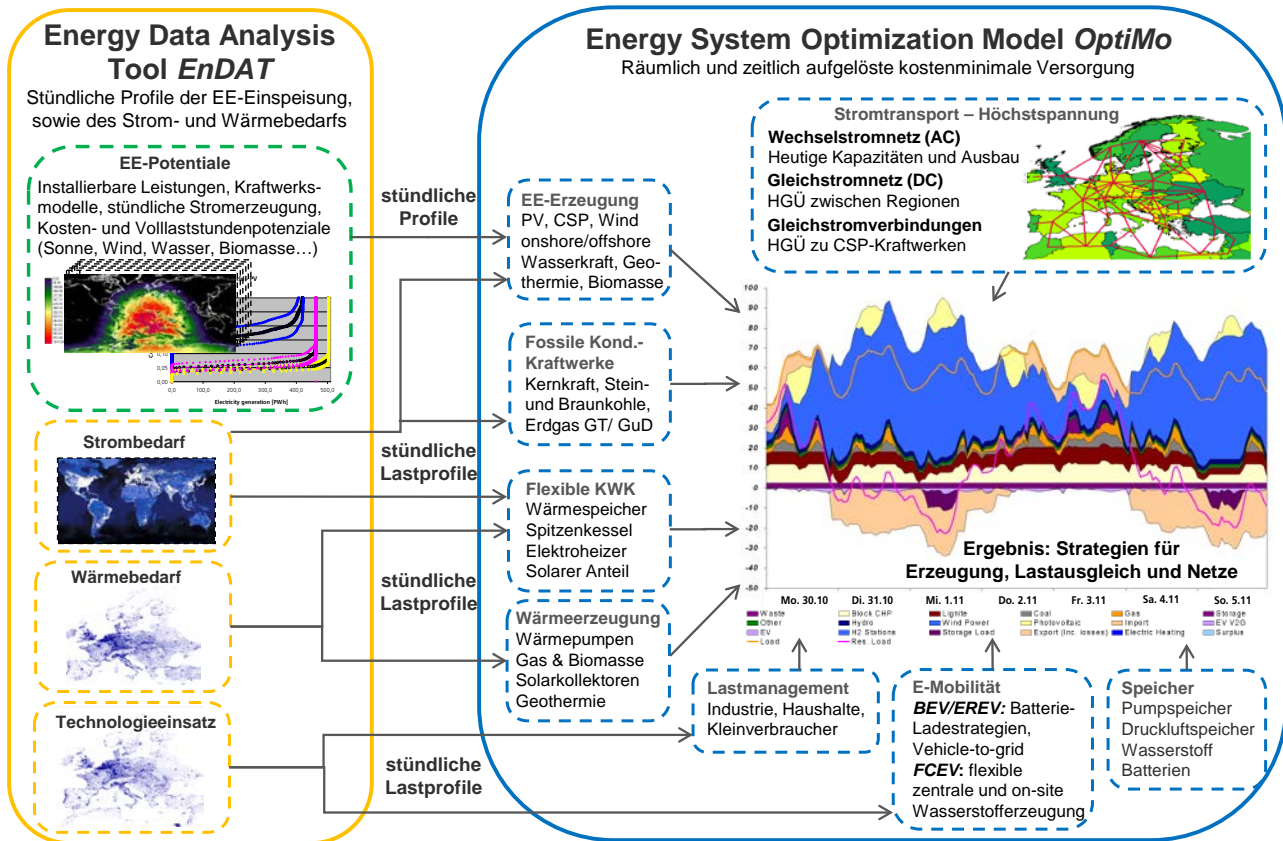


Abbildung 5-7: Das DLR-Energiesystemmodell REMix

Grundlage des REMix-Modellteils EnDAT ist eine GIS-gestützte Datenbank, in der die Potenziale der erneuerbaren Energieressourcen (Solar, Wind, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) in hoher zeitlicher (stündlicher) und räumlicher (10 x 10 km²) Auflösung zur Verfügung stehen. Für die vorliegende Studie umfasst die Modellregion Deutschland und 16 europäische Länder, die zur Reduzierung der Rechenzeit teilweise zu Subregionen aggregiert werden. Daten des Strombedarfs liegen für die gesamte Modellregion in entsprechender zeitlicher und räumlicher Auflösung vor. In einer Technologiendatenbank stehen zudem technische und ökonomische Daten für eine große Bandbreite verschiedener Stromerzeugungstechnologien zur Verfügung.

Für einen vom Benutzer vorgegebenen Kraftwerkspark und Anteil erneuerbarer Energien in einem bestimmten Jahr berechnet REMix-OptiMo den kostenoptimierten Einsatz der verschiedenen Kraftwerkstechnologien unter Berücksichtigung der zeitlichen und räumlichen Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieressourcen. Die verbleibende residuale Last wird aus einem konventionellen Kraftwerkspark mit unterschiedlichen fossilen Technologien gedeckt. Für die Ermittlung des kostenoptimierten Kraftwerkseinsatzes werden flexibel betreibbare Wasserstoffsysteme und andere Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Hierzu zählen unter anderem KWK-Anlagen und Wärmepumpen, die mit Wärmespeicher stromgeführt betrieben werden können, sowie Lastmanagement in Industrie- und Haushalten, Lademanagement bei Elektrofahrzeugen und unterschiedliche Typen von Stromspeichern. Der weiträumige Stromaustausch zwischen den betrachteten Regionen wird mittels

¹⁰ Eine detaillierte Modellierung des Strommarktes mit Berücksichtigung des Akteurverhaltens findet hier allerdings nicht statt.

eines integrierten DC-Load-Flow-Modells bzw. über eine vereinfachte Modellierung von HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen berücksichtigt. Netz-, Speicher- und Kraftwerkszubau können bei Bedarf ebenfalls optimiert werden. Wegen der großen Datenmengen wird allerdings kein Ausbaupfad über mehrere Jahre/Jahrzehnte, sondern lediglich ein einzelnes Jahr in stündlicher Auflösung simuliert.

REMIX wurde im Rahmen von mehreren Dissertationen und Projekten entwickelt ([Scholz12]; [LucadeTena14]; [Pregger12]; [Scholz14]) und auf nationaler und europäischer Ebene zur Szenarienvvalidierung und Untersuchung des Einsatzes von Lastausgleichsoptionen eingesetzt (z.B. [DLR/IWES/IfNE12]; [Scholz10]). Die Erweiterung von REMIX zur Untersuchung unterschiedlicher Strukturoptionen zur Wasserstofferzeugung und -nutzung bildet modular Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher, Wasserstoffnachfrage und die Einspeisung in das Gasnetz bzw. den Einsatz zur Rückverstromung entsprechend der Darstellung in Abbildung 5-8 ab.

Für die Untersuchung der Nutzungsfälle werden die Wasserstoffmodule mit Eingangsdaten gemäß Tabelle 5-5 und Tabelle 5-4 parametrisiert. In allen Szenarien wird dabei die Größe von Kavernenspeichern im Gegensatz zu Wasserstoffspeichern an Tankstellen (24h-Speicher) als quasi unbegrenzt angenommen, wodurch der Bedarf an Kavernen-Speichervolumen in Deutschland anhand der Modellergebnisse bestimmt werden kann. Die entsprechenden techno-ökonomischen Eingangsparameter für die Charakterisierung der Elektrolyseure werden aus Tabelle 4-3 übernommen. Dabei wird angenommen, dass die spezifischen Kosten und Wirkungsgrade für das Szenario-Jahr 2030 gegenüber den Angaben für das Jahr 2025 in Kapitel 4.4.2 unverändert bleiben.

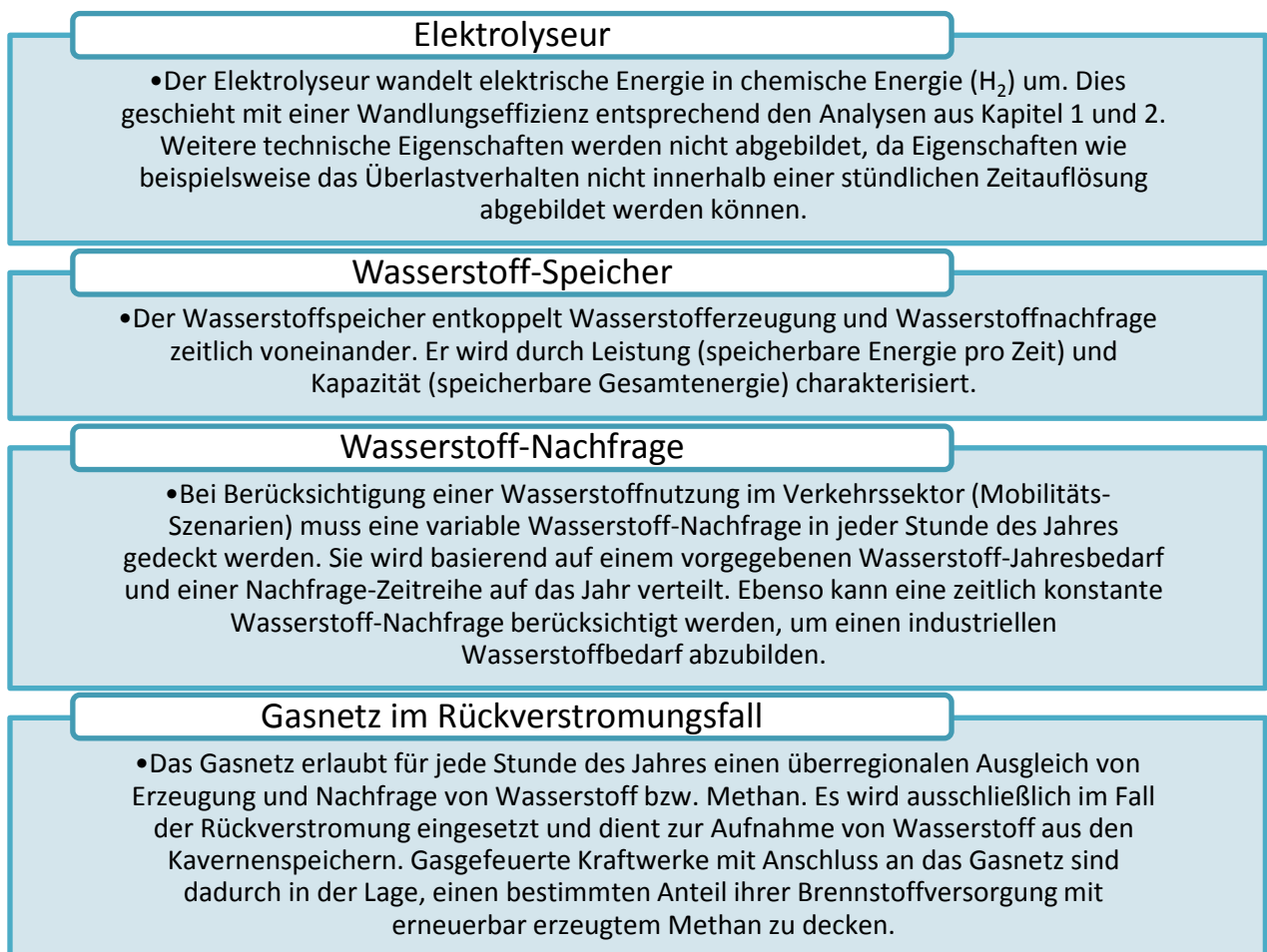


Abbildung 5-8: Module zur Abbildung der Strukturoptionen der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in REMIX

Szenario	Region	Wasserstoff- Nachfrage (GWh)
Mobilität 2030	D Zentral	1906
	D Ost	2810
	D Nord	1663
	D Süd-Ost	2285
	D Süd-West	2607
	D West	5289
	D Gesamt	16560
Mobilität 2050	D Zentral	7746
	D Ost	11421
	D Nord	6757
	D Süd-Ost	9287
	D Süd-West	10593
	D West	21496
	D Gesamt	67300

Tabelle 5-4: Regional aufgelöste Wasserstoff-Nachfrage in Deutschland in den Mobilitätsszenarien

Szenario	Region	Elektrolyse-Leistung [GW]		Speicher [GWh]
		an Kavernen	an Tankstellen	an Tankstellen
Mobilität Zentral 2030	D Zentral	1,06	0,00	0,00
	D Ost	1,56	0,00	0,00
	D Nord	0,92	0,00	0,00
	D Süd-Ost	0,00	1,45	21,20
	D Süd-West	0,00	1,27	18,58
	D West	2,46	0,48	6,97
	D Gesamt	6,01	3,19	46,76
Mobilität Dezentral 2030	D Zentral	0,00	1,06	15,50
	D Ost	0,00	1,56	22,86
	D Nord	0,00	0,92	13,53
	D Süd-Ost	0,00	1,45	21,20
	D Süd-West	0,00	1,27	18,58
	D West	0,00	2,94	43,02
	D Gesamt	0,00	9,20	134,69
Mobilität Zentral 2050	D Zentral	4,08	0,00	0,00
	D Ost	6,01	0,00	0,00
	D Nord	3,56	0,00	0,00
	D Süd-Ost	0,00	5,58	81,64
	D Süd-West	0,00	4,89	71,54
	D West	9,48	1,83	26,83
	D Gesamt	23,12	12,30	180,01
Mobilität Dezentral 2050	D Zentral	0,00	4,08	59,67
	D Ost	0,00	6,01	88,01
	D Nord	0,00	3,56	52,08
	D Süd-Ost	0,00	5,58	81,64
	D Süd-West	0,00	4,89	71,54
	D West	0,00	11,31	165,62
	D Gesamt	0,00	35,42	518,55
Mobilität& Rückverstro- mung Zentral 2050	D Zentral	4,31	0,00	0,00
	D Ost	8,32	0,00	0,00
	D Nord	8,08	0,00	0,00
	D Süd-Ost	0,00	5,58	81,64
	D Süd-West	0,00	4,89	71,54
	D West	9,56	1,83	26,83
	D Gesamt	30,27	12,30	180,01
Mobilität& Rückverstro- mung Dezentral 2050	D Zentral	0,24	4,08	59,67
	D Ost	2,31	6,01	88,01
	D Nord	4,52	3,56	52,08
	D Süd-Ost	0,00	5,58	81,64
	D Süd-West	0,00	4,89	71,54
	D West	0,08	11,31	165,62
	D Gesamt	7,15	35,42	518,55
Rückverstro- mung Zentral/ Dezentral 2050	D Zentral	0,24	0,00	0,00
	D Ost	2,31	0,00	0,00
	D Nord	4,52	0,00	0,00
	D Süd-Ost	0,00	0,00	0,00
	D Süd-West	0,00	0,00	0,00
	D West	0,08	0,00	0,00
	D Gesamt	7,15	0,00	0,00

Tabelle 5-5: Vorgabe von Elektrolyseleistung und Größe von Tankstellenspeichern in den betrachteten Szenarien in GW bzw. GWh

5.3.2. Ergebnisse der Modellierungen mit REMix

Stromnachfrage und Stromerzeugung

Zunächst erfolgt die Darstellung der Ergebnisse für die Szenarienvarianten für 2030, „Referenz“ (im Folgenden mit REF abgekürzt), „Mobilität Dezentral“ (Mob_Dezentral) und „Mobilität zentral“ (Mob_Zentral). Die Variante REF berücksichtigt keine Wasserstoffnachfrage und unterscheidet sich auch nicht beim Strombedarf der Elektromobilität. Dies spiegelt sich in Abbildung 5-9 und Tabelle 5-6 für das Jahr 2030 wieder: Der Strombedarf von Industrie, Haushalten, GHD sowie der Verbrauch im Umwandlungssektor ist in den drei Szenarien identisch und liegt bei 506 TWh/a (davon 14 TWh/a für Wärmepumpen). Dazu kommen 5 TWh/a Transportverluste, ein Bedarf der Elektromobilität von 26 TWh/a sowie der Pumpstrombedarf von Pumpspeicherkraftwerken (7 TWh/a in REF, 5 TWh/a in Mob_Dezentral und Mob_Zentral). Daraus ergibt sich für alle Szenarien ein (nahezu) identischer „Sockel“-Verbrauch von 542 bis 544 TWh/a.

Im Szenario Mob_Dezentral fällt der gesamte Stromverbrauch für Elektrolyseure von 29 TWh/a an Tankstellen an, während im Szenario Mob_Zentral 19 TWh/a des Strombedarfs für die Elektrolyse an zentralen Elektrolyseuren an Kavernen und nur 10 TWh/a dezentral an Tankstellen benötigt werden. Der modell-endogen bestimmte Stromexport beläuft sich in allen drei Szenarien auf Werte zwischen 163 und 170 TWh/a für 2030, so dass sich insgesamt ein nationaler Nettostromverbrauch (einschließlich Nettoexporten) von 706 bis 728 TWh/a ergibt.

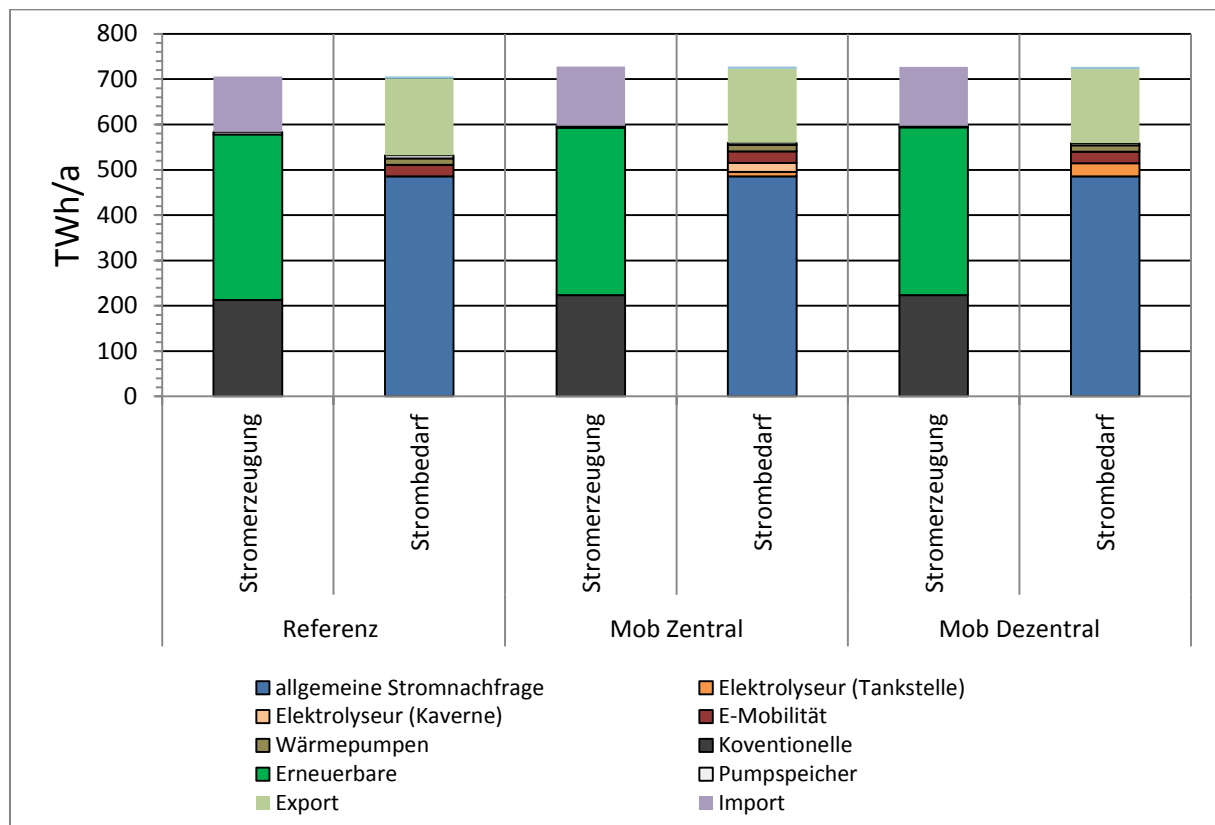


Abbildung 5-9: Mit REMix berechnete Ergebnisse für Bruttostromerzeugung und -verbrauch in den Szenarienvarianten in Deutschland im Jahr 2030

Die Unterschiede zwischen REF und den zwei Wasserstoffsznarien ergeben sich im Wesentlichen durch die Wasserstoffnachfrage im Verkehr. Entsprechend wird im Referenzszenario eine geringere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und folglich an installierten Leistungen an Photovoltaik-

und Windkraftanlagen angenommen (s. auch Tabelle 5-1). Aufgrund der etwas unterschiedlichen Erzeugungsstruktur ergeben sich auch leichte Unterschiede bei den Erzeugungen konventioneller Kraftwerke. Die Stromerzeugung aus Geothermie, Biomasse, und Wasserkraft ist dagegen in allen drei Szenariovarianten identisch.

Technologie	Referenz		Mobilität Zentral		Mobilität Dezentral	
	Erzeugung	Bedarf	Erzeugung	Bedarf	Erzeugung.	Bedarf
Strombedarf		485		485		485
Elektrolyse (Tankstelle)		0		10		29
Elektrolyse (Kaverne)		0		19		0
Elektromobilität		26		26		26
Wärmepumpen		14		14		14
Geothermie	8		8		8	
Klein-BHKW	7		7		7	
Photovoltaik	62		66		66	
Braunkohlekraftwerke	36		37		36	
Pumpspeicher	5	7	4	5	4	5
Export		155		163		163
Import	121		131		130	
Transportverluste		5		5		5
Gaskraftwerke	114		111		113	
Steinkohlekraftwerke	67		68		67	
Biomassekraftwerke	62		62		62	
Wasserkraftwerke	25		25		25	
Windkraftanlagen	183		208		208	
Gesamt	691	691	728	728	727	727

Tabelle 5-6: Mit REMix berechnete Ergebnisse für Nettostromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im Jahr 2030 in TWh

Das Referenzszenario 2050 basiert ebenso wie die Szenariovarianten RV_Zentral und RV_Dezentral auf dem Szenario 2011 C aus [DLR/IWES/IfNE12], d.h. Wasserstoff wird im Verkehr nicht genutzt. Die Szenariovarianten Mob_Zentral, Mob_Dezentral, Mob&RV_Zentral sowie Mob&RV_Dezentral basieren hingegen auf dem Szenario 2011 A, d.h. einschließlich Wasserstoffnutzung im Verkehr. Dies spiegelt sich in der Struktur des Stromverbrauchs wieder (s. Abbildung 5-10 und Tabelle 5-7).

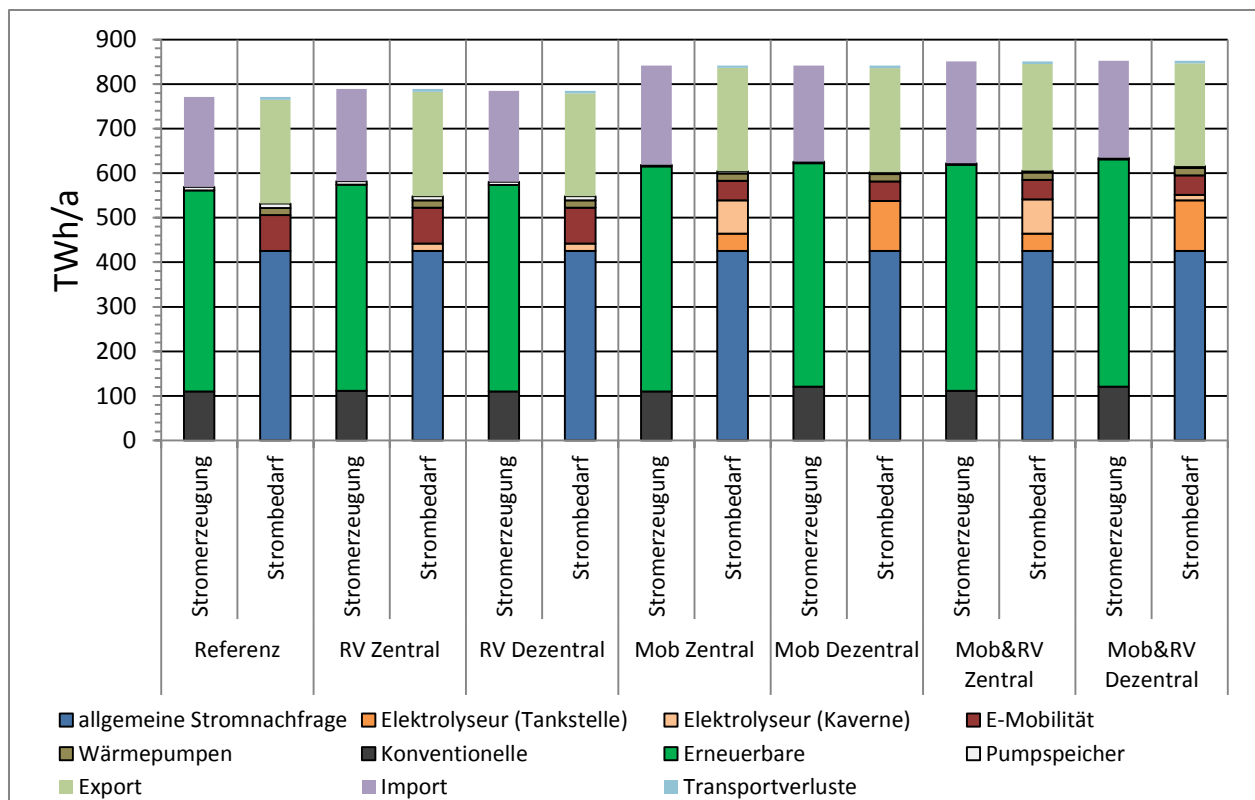


Abbildung 5-10: Mit REMix berechnete Ergebnisse für Nettostromerzeugung und -verbrauch in den Szenarienvarianten in Deutschland im Jahr 2050

Technologie	Referenz		RV_Zentral		RV_Dezentral		Mob_Zentral		Mob_Dezentral		Mob&RV_Zentral		Mob&RV_Dezentral	
	Erzeug.	Bedarf	Erzeug.	Bedarf	Erzeug.	Bedarf	Erzeug.	Bedarf	Erzeug.	Bedarf	Erzeug.	Bedarf	Erzeug.	Bedarf
Strombedarf		425		425		425		425		425		425		425
Elektrolyse (Tankstelle)		0		0		0		39		112		39		114
Elektrolyse (Kaverne)		0		17		17		75		0		77		12
Elektromobilität		80		80		80		44		44		44		44
Wärmepumpen		16		16		16		16		16		16		16
Geothermie	25		25		25		25		25		25		25	
Klein-BHKW	1		1		1		1		1		1		1	
Photovoltaik	74		74		74		79		79		79		79	
Pumpspeicher	8	9	8	9	8	9	4	5	3	4	4	5	3	4
Export		233		234		231		232		234		239		231
Import	202		207		204		223		216		229		218	
Netzverluste		6		6		6		6		6		6		6
Gas-KW	97		98		97		98		107		99		108	
Steinkohle-KW	12		11		12		11		12		11		12	
Biomasse-KW	81		82		82		84		86		82		87	
Wasserkraft	27		27		27		27		27		27		27	
Windkraft	245		256		256		292		285		296		293	
Gesamt	771	771	789	789	785	785	842	842	842	842	851	851	852	852

Tabelle 5-7: Mit REMix berechnete Ergebnisse für Nettostromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im Jahr 2050 in TWh

Abbildung 5-10 und Tabelle 5-7 zeigen die entsprechenden Ergebnisse bzgl. Netto-Stromerzeugung und -Verbrauch für die Szenariovarianten 2050. Wie in den Szenariovarianten für 2030 (siehe oben) ist der „Basis“-Strombedarf (Endenergieverbrauch Strom in Industrie, Haushalten und GHD, nicht-endergetischer Verbrauch im Umwandlungssektor) in allen Szenariovarianten identisch (441 TWh/a einschl. 16 TWh/a für Wärmepumpen). Leichte Unterschiede ergeben sich beim modell-endogen berechneten Pumpenstrom für PSW (zwischen 4 TWh/a und 9 TWh/a) sowie beim Stromexport, der zwischen 231 und 234 TWh/a rangiert und – wie in den Szenarien für 2030 – dem Netto-Strombedarf zugeordnet ist.

Signifikante Unterschiede ergeben sich – entsprechend der Logik der Grundannahmen der Szenarien – beim Stromverbrauch für Elektromobilität: In den Szenarien REF, RV_Zentral und RV_Dezentral, die von einem hohen Anteil an Elektrofahrzeugen und keinerlei Wasserstoff-Mobilität ausgehen, werden 80 TWh Strom für E-Mobilität im Jahr 2050 verbraucht. In den Szenariovarianten mit Wasserstoffnutzung im Verkehr sinkt der Stromverbrauch für E-Mobilität auf 44 TWh. Dabei beträgt in den Szenarien mit dezentraler Erzeugung der Stromverbrauch durch Elektrolyseure an Tankstellen 112 bis 114 TWh/a. Im Falle der Szenariovarianten Mob_Zentral und Mob&RV_Zentral wird der Wasserstoff für den Verkehr vorwiegend an Kavernen, im südlichen Deutschland anteilig dezentral an Tankstellen erzeugt. Der Stromverbrauch für die Elektrolyse liegt bei den unterschiedlichen Szenarienvarianten zwischen 12 und 77 TWh, je nachdem, ob der in unmittelbarer Umgebung der Kaverne erzeugte Wasserstoff ausschließlich der Rückverstromung dient (RV_Zentral und RV_Dezentral: 17 TWh, sowie Mob&RV_Dezentral: 12 TWh), ausschließlich im Verkehr eingesetzt wird (Mob_Zentral: 75 TWh) oder sowohl für Rückverstromung als auch Verkehr eingesetzt wird (Mob&RV_Zentral: 77 TWh). Insgesamt resultiert aus den oben diskutierten Grundannahmen der Szenariovarianten für 2050 ein Netto-Stromverbrauch (einschließlich Brutto-Stromexporten) zwischen 771 TWh und 852 TWh. Dabei führt ein höherer Bedarf an Wasserstoff im Verkehr zu einem insgesamt höheren Strombedarf, da die energetischen Verluste bei der Elektrolyse gegenüber der direkten Stromnutzung im Falle von Elektromobilität ausgeglichen werden müssen.

Dies spiegelt sich auch auf der Erzeugungsseite wieder (s. insbesondere Tabelle 5-7): Den Szenarien 2011 A und 2011 C aus [DLR/IWES/IfNE12] liegt der Gedanke zugrunde, dass der zusätzliche Strombedarf im Falle einer signifikanten Nutzung von Wasserstoff im Verkehr (und – im geringeren Fall – auch zur Rückverstromung) mit zusätzlichen EE-Kapazitäten – in erster Linie Wind und Photovoltaik (PV)– erzeugt wird. Dementsprechend gehen in der vorliegenden Studie Szenariovarianten Mob_Zentral, Mob_Dezentral, Mob&RV_Zentral und Mob&RV_Dezentral (die auf Szenario 2011 A basieren) von höheren installierten Leistungen an Wind und PV aus, als die Varianten REF, RV_Zentral und RV_Dezentral (basierend auf Szenario 2011 C). Die Leistung der übrigen Erzeugungseinheiten ist jedoch in allen Szenariovarianten für 2050 identisch, während die Auslastung der Anlagen modell-endogen bestimmt wird und je nach Szenariovariante variiert. Daraus ergibt sich in den Szenariovarianten mit Wasserstoff-Mobilität insgesamt eine höhere Stromerzeugung aus Wind und PV aufgrund der zusätzlich gegenüber Szenario REF, RV_Dezentral und RV_Zentral installierten Leistungen und liegen die Brutto-Stromimporte höher (bzw. die Netto-Exporte niedriger). Es ergibt sich auch eine etwas höhere Auslastung der flexiblen Gas- und Biomasse-Kraftwerke. Hierbei spielt auch der angenommene Netzausbau eine relevante Rolle, weil lokale Netzengpässe zu Abregelungen der fluktuierenden Erneuerbaren führen, was an anderer Stelle durch den zusätzlichen Betrieb regelbarer Kraftwerke ausgeglichen werden muss.

Auslastung der Wasserstoff-Elektrolyseure

Die mittlere Auslastung der in den deutschen Modellregionen installierten Elektrolysekapazität ist in Abbildung 5-11 in Volllaststunden (VLH) für das Jahr 2050 zu sehen¹¹. Darin wird für jede Region zwischen Elektrolyseuren an Kavernen und an Tankstellen unterschieden. Letztere erzeugen den Wasserstoff ausschließlich für die Wasserstoffmobilität, wohingegen sich die Nutzung der Elektrolyseure an Kavernen abhängig von der jeweiligen Szenariovariante unterscheidet. Im regionalen Vergleich stellt sich die Auslastung der Elektrolyseure in den süddeutschen Modellregionen in den Mobilitätsszenarien als nahezu konstant dar, da es sich hier aufgrund fehlender Kavernenspeicherpotentiale in allen Fällen um eine dezentrale Wasserstoffversorgungsstruktur handelt (s. Kapitel 5.2.2).

Der Vergleich der Szenariovarianten bezüglich der unterschiedlichen Wasserstoffnutzungspfade zeigt eine deutlich stärkere und regional gleichmäßiger verteilte Auslastung im Mobilitäts- (zwischen ca. 3140 und 3260 h/a) als im reinen Rückverstromungsfall (zwischen ca. 1590 und 2750 h/a). Dieser Unterschied begründet sich mit der saisonal weitgehend kontinuierlichen Wasserstofferzeugung für den Verkehrssektor gegenüber dem residuallastgetriebenen und dementsprechend regional abhängigen, stärker schwankenden Elektrolysebetrieb für die Rückverstromung.

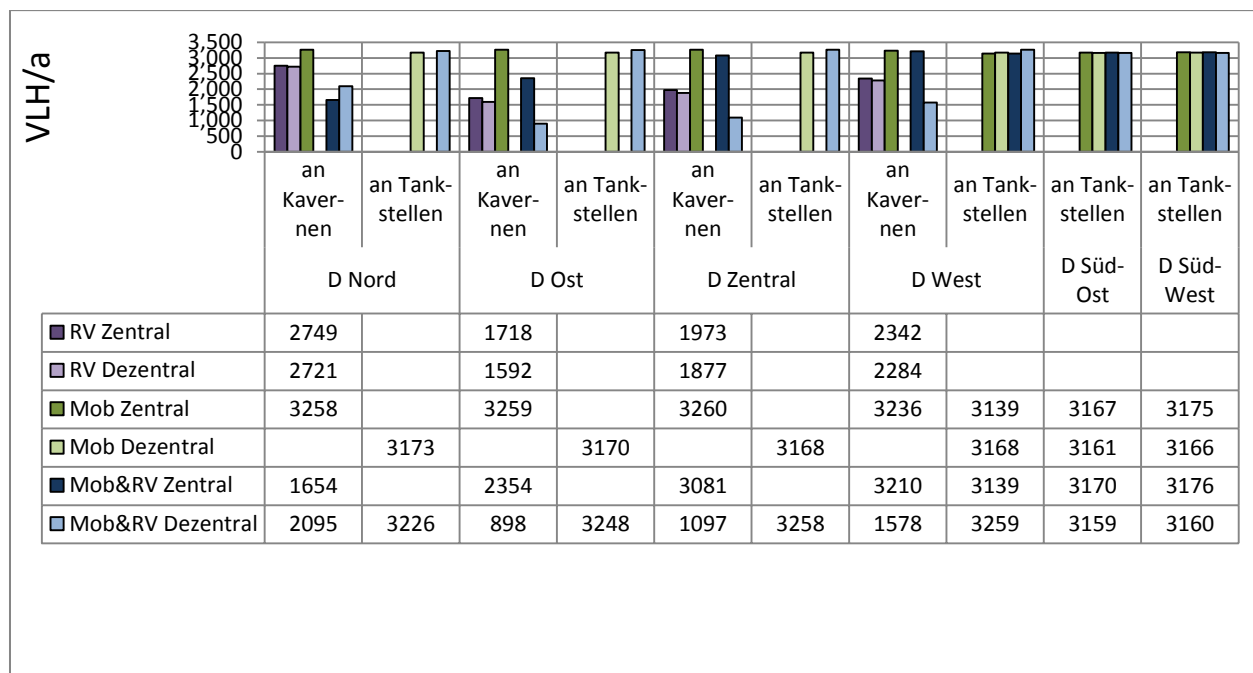


Abbildung 5-11: Mit REMix berechnete Auslastung der Elektrolyseure in Deutschland 2050 in den Szenariovarianten nach Regionen in Volllaststunden pro Jahr

¹¹ Die hier gezeigte Auslastung der Elektrolyseure ist aufgrund der gewählten Vorgehensweise zur Dimensionierung der deutschlandweit installierten Elektrolyseursleistung anhand vorgegebener, für die Rückverstromung zur Verfügung stehender Strommengen bzw. zu deckender Wasserstoffnachfrage im Mobilitätsfall stark von den dabei zu Grunde liegenden Annahmen abhängig. D.h. es wird ausgehend von den ermittelten Auslastungen der Elektrolyseure aus Kapitel 4 eine durchschnittliche Auslastung von 3.000 Volllaststunden zur Dimensionierung der installierten Elektrolyseleistung vorausgesetzt. Wird bei der Bestimmung der installierten Elektrolysekapazität eine abweichende Auslastung angesetzt, wirkt sich dies entsprechend auf die in Abbildung 5-11 dargestellte, modellendogen bestimmte Auslastung der Elektrolyseure aus.

In den Szenariovarianten mit kombinierter Wasserstoffnutzung reicht das Spektrum der Auslastung weiter, von knapp 900 h/a in „D Ost“ in der dezentralen Variante für die Rückverstromung bis zu etwa 3180 h/a für die Deckung der Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors in „D Süd-West“. An dieser Stelle bietet sich die Gegenüberstellung von Mob&RV_Dezentral mit RV_Dezentral an, da in beiden Varianten die gleichen Elektrolysekapazitäten für die Rückverstromung installiert sind. Es zeigt sich, dass diese bei gleichzeitiger Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor deutlich geringer ausgelastet werden als im reinen Rückverstromungsfall (z.B. 2095 h/a in Mob&RV_Dezentral gegenüber 2720 h/a in RV_Dezentral in „D Nord“). Folglich wird von den in RV_Dezentral für die Rückverstromung vorgesehenen Überschussstrommengen aus erneuerbarer Erzeugung nur ein Teil auch in Mob&RV_Dezentral zu diesem Zweck genutzt. Ähnliches ist in der Variante Mob&RV_Dezentral zu beobachten, wo die Elektrolyse sowohl für die Rückverstromung als auch für die Deckung der Nachfrage der Wasserstoff-Mobilität an Kavernen stattfindet. Es zeigt sich einerseits in der Modellregion mit den größten Speicherpotentialen, „D Nord“, nahezu eine Halbierung der Auslastung der Elektrolyseure von etwa 3260 h/a in Mob_Zentral auf 1650 h/a in Mob&RV_Zentral. Andererseits ist in „D West“, wo ein hoher Wasserstoffbedarf herrscht, kaum ein Unterschied zwischen Mob_Zentral (3236 h/a) und Mob&RV_Zentral (3210 h/a) feststellbar. Abhängig von der Erzeugungs- und Bedarfsstruktur einer Region kann die kombinierte Wasserstoffnutzung demzufolge unter Voraussetzung einer zeitlich flexiblen Rückverstromung einen geringeren Bedarf an Wasserstoffherzeugungskapazitäten bewirken.

Zeitliche Korrelation zwischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Wasserstoffherzeugung

Dass die elektrische Energie zur Wasserstoffherzeugung auch unter den hier getroffenen Annahmen zu Netzausbau und Einsatzoptimierung der Kraftwerke vorwiegend aus erneuerbaren Energien stammt, zeigt beispielhaft Abbildung 5-12. Hier ist für den Nutzungspfad des Wasserstoffeinsatzes im Verkehrssektor der Korrelationskoeffizient des Elektrolysebetriebs mit ausgewählten Stromerzeugungstechnologien in den Szenariovarianten Mob_Zentral und Mob_Dezentral für das Jahr 2050 abgebildet. Betrachtet werden aus Gründen der Übersichtlichkeit allerdings nur die Modellregionen „D Nord“ und „D Süd-Ost“, da hier die Auswirkung der unterschiedlichen Wasserstoffspeicherinfrastruktur bereits ersichtlich wird. „D Nord“ repräsentiert dabei eine Region mit hohen Wasserstoffspeicherkapazitäten und hoher Überschussstromerzeugung aus Windenergie. Dagegen sind in „D Süd-Ost“ keine Kavernenspeicher vorhanden und ein wesentlich höherer Anteil der Stromerzeugung stammt aus Photovoltaik. Die ähnlichen Ergebnisse in Mob_Zentral und Mob_Dezentral in „D Süd-Ost“ spiegeln gleichzeitig wider, dass für beide der hier betrachteten Szenariovarianten die identische dezentrale Wasserstoffversorgungsinfrastruktur im Süden Deutschlands angenommen wird.

In beiden der in Abbildung 5-12 dargestellten Regionen ist der Betrieb der regelbaren Stromerzeugungstechnologien (Steinkohle-, GuD-, Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke) negativ mit dem Betrieb der Elektrolyseure korreliert. Dagegen ist der Korrelationskoeffizient zwischen Elektrolysebetrieb und Stromerzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien in der Regel positiv, wobei vermutlich aufgrund der deutlich geringeren Bedeutung der Photovoltaik in der Region „D Nord“ hier kein Einfluss auf den Einsatz der Elektrolyseure sichtbar ist. Generell ist beim Vergleich der beiden Modellregionen ein starker Einfluss der vorgegebenen Kraftwerkskapazitäten auf den Korrelationskoeffizienten zu erkennen (während in „D Nord“ mit über 31 GW vorwiegend Offshore-Windkraftanlagen installiert sind, besitzt „D Süd-Ost“ mit etwa 21 GW vor allem Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung).

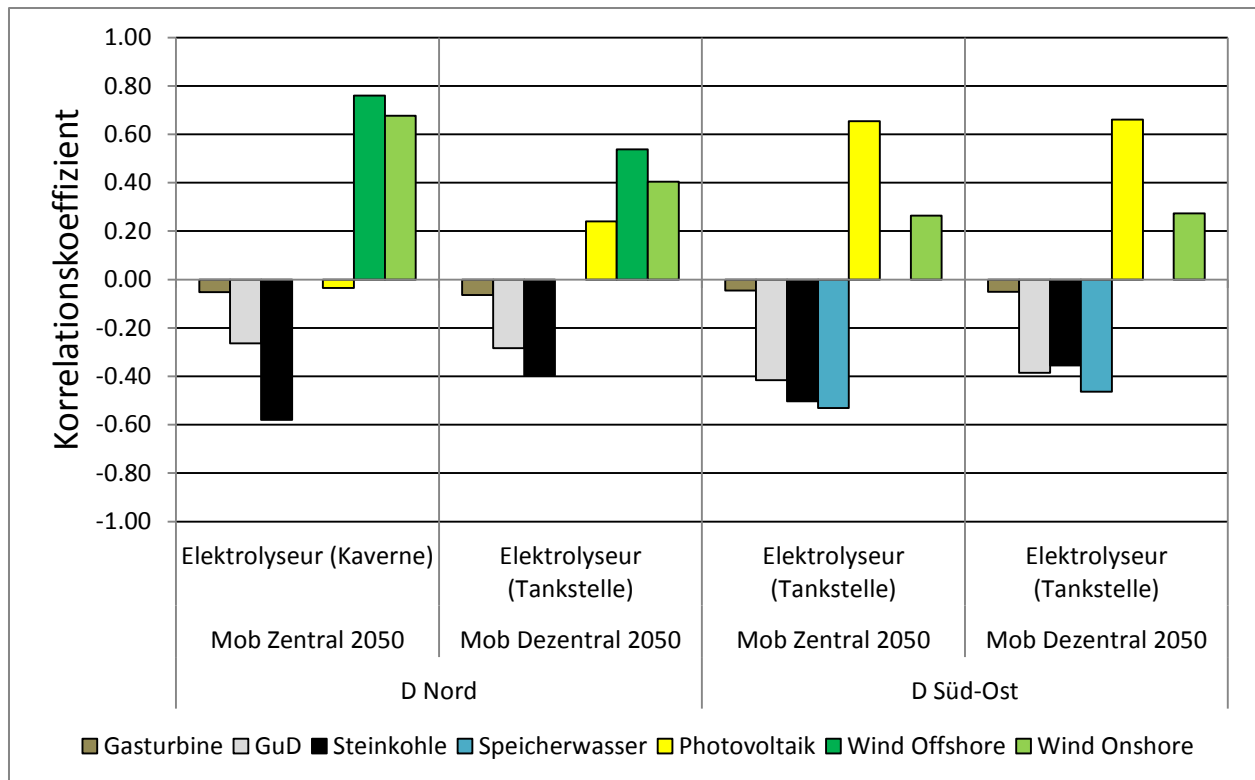


Abbildung 5-12: Mit REMix berechnete Korrelationskoeffizienten der Wasserstoffelektrolyseure in den Szenarien „Mobilität Zentral“ bzw. „Mobilität Dezentral“ für die Modellregionen „D Nord“ und „D Süd-Ost“ im Jahr 2050

Der Vergleich des zentralen und dezentralen Nutzungsfalls in „D Nord“ zeigt, dass die quasi unbegrenzt verfügbare Speicherkapazität in Mob_Zentral die Ausprägung der beschriebenen Korrelationen sowohl in negativer als auch in positiver Richtung verstärkt (z.B. 0,76 für Wind Offshore und -0,58 für Steinkohle in Mob_Zentral gegenüber 0,54 für Wind Offshore und -0,40 für Steinkohle in Mob_Dezentral). Der Grund hierfür und welchen Einfluss die unterschiedlichen Wasserstoffnutzungsstrukturen auf den Betrieb des Energieversorgungssystems in den betrachteten Szenariovarianten haben, wird im Folgenden näher erläutert.

Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Abbildung 5-13 und Abbildung 5-14 zeigen die Abregelung der Stromerzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energieträgern bei den Simulationen. Sie findet zu Zeitpunkten statt, wenn trotz Nutzung räumlicher (Stromtransport)¹² und zeitlicher Lastausgleichsoptionen (Speicher, Lastverschiebung) Leistungsüberschüsse vorhanden sind, also die mögliche Stromerzeugung infolge des Dargebots und der installierten Kapazitäten die nachgefragte Last in einer Modellregion überschreitet. D.h. es handelt sich hierbei um die Jahressumme möglicher Stromerzeugung, primär aus Windenergie und Photovoltaik, die nicht genutzt werden kann. Vermiedene Abregelung bedeutet

¹² Die Größenordnung der Abregelung wird stark durch den Maximalwert des zulässigen überregionalen Leistungsaustauschs (Stromübertragungskapazität) beeinflusst. Dieser ist jeweils für die Jahre 2030 und 2050 in allen Szenarien zwischen den jeweiligen Regionen konstant. Der absolute Wert für die Abregelung hat folglich eine wesentlich geringere Aussagekraft (da abhängig von den Stromübertragungskapazitäten) als die Unterschiede zwischen den jeweiligen Szenarien (allein abhängig von den definierten Wasserstoffnutzungsstrukturen).

somit im Umkehrschluss eine höhere Auslastung von installierten Kraftwerkskapazitäten erneuerbarer Energieträger.

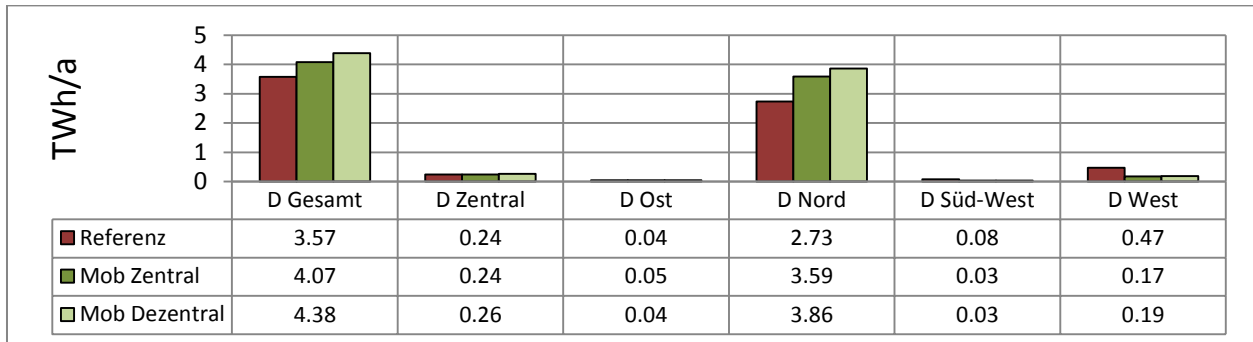


Abbildung 5-13: Mit REMix berechnete Abregelung der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2030 in den Szenariovarianten in TWh pro Jahr

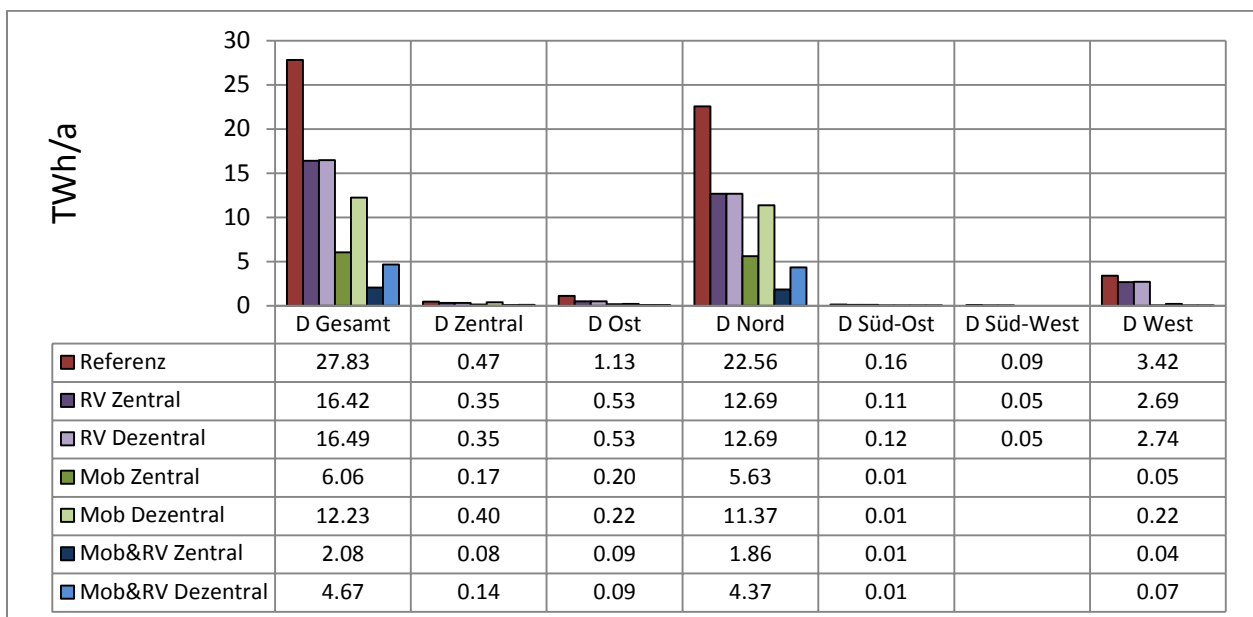


Abbildung 5-14: Mit REMix berechnete Abregelung der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2050 in den Szenariovarianten in TWh pro Jahr

In Abbildung 5-13 zeigt sich bei den Ergebnissen für das Jahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario eine geringfügige Zunahme der Abregelung bedingt durch die deutlich höhere installierte Kraftwerksleistung in den Szenarienvarianten mit Wasserstoffherzeugung. Die Abregelung der für die Wasserstoffherzeugung zusätzlich installierten Leistungen an PV und Windkraft von etwa 13 GW liegen bei unter 2 % bis unter 3 % bei etwa 29 TWh/a Strombedarf für Wasserstoff. Diese ergibt sich fast ausschließlich in der Region „D Nord“, in der der hohe Windkraftanteil durch die angenommenen Flexibilitäten und Übertragungsnetzkapazitäten nicht optimal integriert werden kann. Ergänzend wurde die Simulation für das Jahr 2030 mit einem Referenzszenario mit identischen installierten Kraftwerksleistungen im Vergleich zu den Wasserstoffszenarien gerechnet. Im Ergebnis zeigten sich folgerichtig für das Referenzszenario mit höheren installierten Leistungen deutlich höhere Abregelungen von 8,5 TWh/a. Im Vergleich zu den Wasserstoffszenarien kann ergänzend geschlussfolgert werden, dass durch die Annahme einer flexiblen Wasserstoffherzeugung bei sonst identischem Erzeugungspark über 4 TWh/a erneuerbar erzeugter Strom zusätzlich in die Stromversorgung integriert werden können.

In Abbildung 5-14 ist demgegenüber bei den Ergebnissen für das Jahr 2050 ein Rückgang der Abregelung in den betrachteten Szenarien mit Wasserstoffnutzung gegenüber dem Referenzszenario (ohne Wasserstoff und dafür mehr Elektromobilität) zu sehen. Die durch Abregelung ungenutzten Strommengen sinken von etwa 28 TWh/a in REF bis auf 2 TWh/a in Mob&RV_Zentral im Jahr 2050. Dies begründet sich damit, dass in den Szenariovarianten mit Wasserstoffherzeugung die angenommene hohe Elektrolyseursleistung mit begrenzter und dadurch flexibler Auslastung in Kombination mit den angenommenen Wasserstoffspeichern einen erheblichen Ausgleichseffekt leisten kann. Die Möglichkeit der Elektrolyse zur Wasserstoffgewinnung und Zwischenspeicherung ist somit eine Flexibilitätsoption als Alternative zur Abregelung. Da diese hohe Umwandlungsverluste beinhaltet, bedeutet vermiedene Abregelung, dass gegenüber den Referenzszenarien nur ein Teil des zusätzlich verfügbaren Stroms aus erneuerbaren Energien auch tatsächlich genutzt werden kann.

Im regionalen Vergleich wird generell deutlich, dass die Abregelung vorrangig in der Modellregion „D Nord“ stattfindet, wobei es sich hier hauptsächlich um unterbundene Stromerzeugung aus Windenergie handelt (im Szenario REF 22,52 TWh im Jahr 2050). Hingegen wird vor allem in den süddeutschen Modellregionen auch im Szenario REF nahezu die gesamte elektrische Energie aus erneuerbaren Ressourcen genutzt. Folglich ist die Abregelung in ganz Deutschland stark geprägt durch Effekte ausgehend von der Modellregion „D Nord“ wie Netzengpässe und die Wasserstoffnutzung und -speicherung. Im Vergleich der Szenarien RV_Zentral und RV_Dezentral können Ausgleichspotentiale zur Integration erneuerbarer Energieressourcen in gleicher Weise genutzt werden. Wie aus Abbildung 5-14 ersichtlich ist, findet die Abregelung hier annähernd in gleichem Maße statt.

Anders stellt sich dies in Mob_Zentral und Mob_Dezentral sowohl für das Jahr 2030 als auch für das Jahr 2050 dar. In letzterem ist die abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung in Mob_Dezentral mit 12,23 TWh ungefähr doppelt so hoch wie in Mob_Zentral mit 6,06 TWh. Grund hierfür ist vor allem die Größe der nutzbaren Wasserstoffspeicherkapazität. Während im zentralen Nutzungsfall die Kavernen mit sehr großem Speicherpotential eingesetzt werden können, findet in der dezentralen Variante das Zwischenspeichern des Wasserstoffs zur Deckung des Kraftstoffbedarfs in Ein-Tagespeichern statt. Während also in Mob_Zentral zu Zeitpunkten mit Überschüssen an erneuerbar erzeugtem Strom der Kavernenspeicher lediglich begrenzt durch die Elektrolyseursleistung immer als Alternative zur Abregelung zur Verfügung steht, ist in Mob_Dezentral der Einsatz der Elektrolyseure zur Aufnahme von Überschussleistungen zusätzlich durch den maximalen Füllstand der Tagesspeicher begrenzt. Infolgedessen kann hier in der Jahressumme wesentlich weniger Strom aus erneuerbaren Ressourcen zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden.

Zeitlich optimierter Einsatz der Elektrolyseure und Füllstand der Wasserstoffspeicher

Veranschaulicht werden die Speicherfüllstände infolge eines optimierten Elektrolyseureinsatzes in Abbildung 5-15 für Mob_Zentral und Abbildung 5-16 für Mob_Dezentral im Jahr 2050. Hier ist im oberen Teil der Grafik jeweils der Jahresverlauf der Residuallast¹³, der Wasserstoffnachfrage und der Wasserstoffherzeugung dargestellt. Dabei zeigen die dick gezeichneten Kurven jeweils den gleitenden Mittelwert für eine Woche (168 h), während die dünn gezeichneten Kurven den tatsächlichen Verlauf in einstündiger Auflösung abbilden. Zusätzlich ist im unteren Teil der Abbildungen der Speicherstand aller zur Verfügung stehenden Wasserstoff-Speicher der jeweiligen Szenariovariante abgebildet.

¹³ Die Residuallast setzt sich in diesem Fall aus der allgemeinen Stromnachfrage (ohne Berücksichtigung der Stromaufnahme durch die Elektrolyseure) abzüglich der möglichen Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zusammen. Negative Residuallastwerte stellen Leistungsüberschüsse dar.

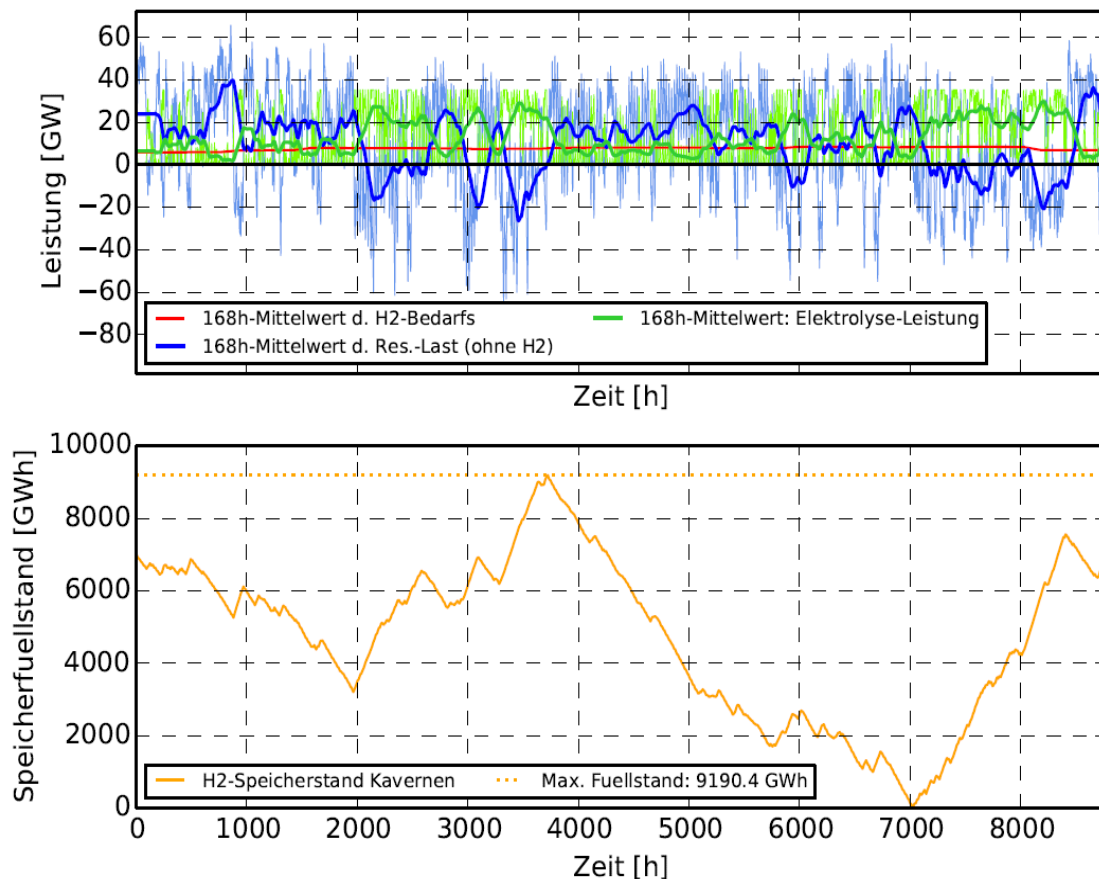


Abbildung 5-15: Mit REMix berechnete Zeitreihen der Wasserstoffproduktion und des Residuallastverlaufs, sowie aggregierter Speicherstand der Kavernenspeicher im Szenario „Mobilität Zentral“ im Jahr 2050

Während die Residuallast in beiden Szenariovarianten (Mob_Zentral und Mob_Dezentral) gleich ist, zeigt sich beim Vergleich von Abbildung 5-15 und Abbildung 5-16 für den Betrieb der Elektrolyseure ein unterschiedlicher zeitlicher Verlauf der Graphen: Es ist deutlich zu sehen, dass im Szenario Mob_Zentral die Zeitpunkte maximaler Leistungsaufnahme (ca. 30 GW für den Wochen-Mittelwert) durch die Elektrolyseure stets zeitgleich mit negativen Spitzen der Residuallast auftreten (z.B. zwischen Stunde 3000 und Stunde 4000). Damit einher geht jeweils ein Anstieg des Speicherfüllstands, der im Jahresverlauf einmalig ein Maximum von rund 9,2 TWh erreicht (für die weiteren betrachteten Szenariovarianten sind die Maximalwerte in Tabelle 5-8 dargestellt). Umgekehrt verringert sich die Wasserstoffherzeugung der Elektrolyseure zu Zeiten hoher Residuallast (z.B. zwischen Stunde 500 und Stunde 1000). Der Wochen-Mittelwert ihrer Leistungsaufnahme sinkt dabei bis auf ca. 2 GW ab. Die Wasserstoffnachfrage wird in diesen Zeiträumen aus dem Speicher gedeckt, weshalb der Speicherfüllstand entsprechend sinkt.¹⁴

¹⁴ Unberücksichtigt bleibt bei dieser Betrachtung der Mindestfüllstand der Kavernen zur Aufrechterhaltung des minimal erforderlichen Druckniveaus.

Szenario	Max. benötigte Kavernen-Speicherkapazität
Mobilität Zentral 2030	2412 GWh
Mobilität Dezentral 2030	-
Rückverstromung Zentral 2050	3416 GWh
Rückverstromung Dezentral 2050	0
Mobilität Zentral 2050	9190 GWh
Mobilität Dezentral 2050	-
Mobilität & Rückverstromung Zentral 2050	10326 GWh
Mobilität & Rückverstromung Dezentral 2050	1848 GWh

Tabelle 5-8: Mit REMix berechnete genutzte maximale Speicherkapazität der Wasserstoffkavernen in den Szenariovarianten für Deutschland

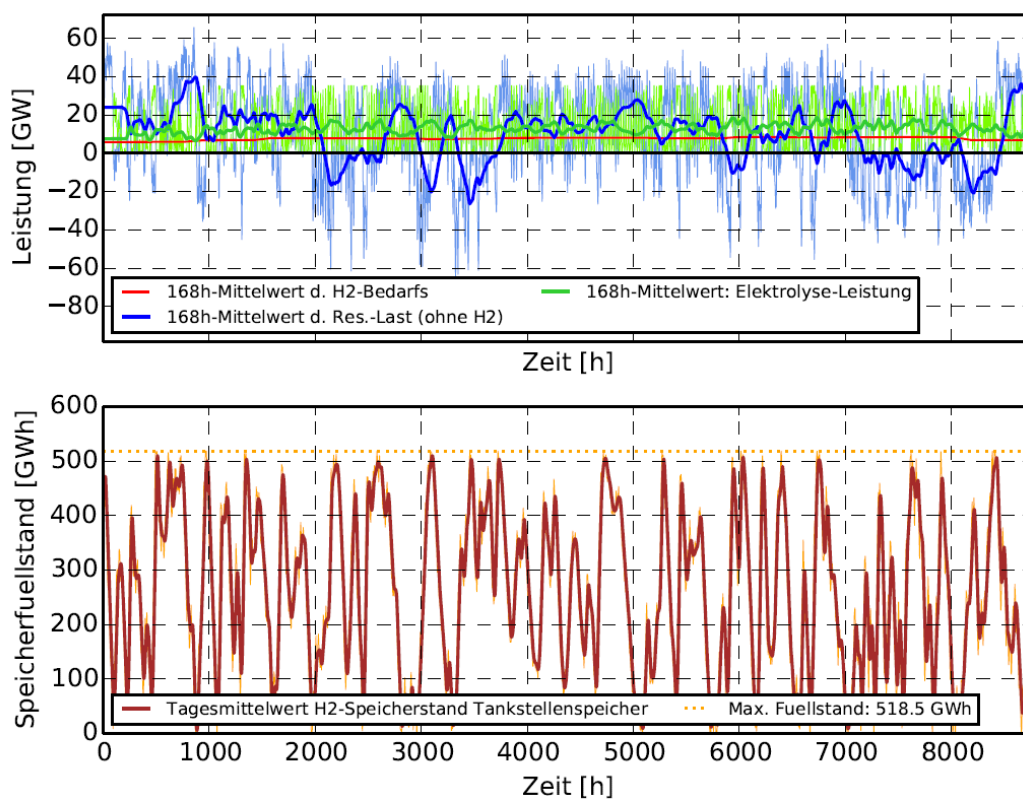


Abbildung 5-16: Mit REMix berechnete Zeitreihen der Wasserstoffproduktion und des Residuallastverlaufs, sowie aggregierter Speicherstand der Tankstellenspeicher im Szenario „Mobilität Dezentral“ im Jahr 2050

Im Szenario Mob_Dezentral verhält sich die Leistungsaufnahme der Elektrolyseure ebenfalls gegenläufig zur Residuallast. Allerdings ist ein wesentlich gleichmäßigerer Kurvenverlauf im Wochenmittel zu beobachten; der Wochen-Mittelwert der eingesetzten Elektrolyseleistung bewegt sich hier in einem Bereich zwischen 7 und 19 GW. D.h. einerseits ist in Zeiten mit hoher Residuallast die wochenmittlere Leistungsaufnahme der Elektrolyseure generell höher als in Mob_Zentral, andererseits werden zu Zeitpunkten mit negativer Residuallast wesentlich weniger Überschüsse der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion verwendet. Beides ist auf die mit 518,5 GWh beschränkte Gesamtspeicherkapazität der dezentralen Wasserstoffspeicher zurückzuführen. Diese durchlaufen im Gegensatz zu Mob_Zentral eine Vielzahl von Speicherzyklen, erreichen also häufig ihren minimalen bzw. maximalen Füllstand. Letzteres tritt bereits zu Zeitpunkten mit positiver Residuallast auf (z.B. zur Stunde 1335 bei einer Residuallast von 11,6 GW).

Die im dezentralen Nutzungsfall nur begrenzt zur Verfügung stehenden Wasserstoff-Speicherkapazitäten bewirken folglich, dass in Zeiten hoher Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien weniger Strom in Form von Wasserstoff gespeichert werden kann als im zentralen Fall. Da im Modell dennoch der Wasserstoffbedarf des Verkehrs gedeckt werden muss, wird der Strom zur Herstellung der fehlenden Wasserstoffmenge in fossil befeuerten Kraftwerken erzeugt.

Einsatz fossiler Kraftwerke zur Residuallastdeckung

Beispielhaft dafür ist der Brennstoffverbrauch der Gaskraftwerke in Abbildung 5-17. Im Vergleich mit Abbildung 5-16 ist erkennbar, dass ein wesentlich höherer Gaseinsatz stattfindet, wenn bei gleichzeitig niedrigem Wasserstoff-Speicherfüllstand die Residuallast relativ hoch ist (z.B. zur Stunde 5043 beträgt die Differenz des Brennstoffeinsatzes in Abbildung 5-17 zwischen Mob_Dezentral und Mob_Zentral ca. 8 GW, bei einer Residuallast von 25,5 GW und einem Speicherfüllstand von ca. 23 GWh).

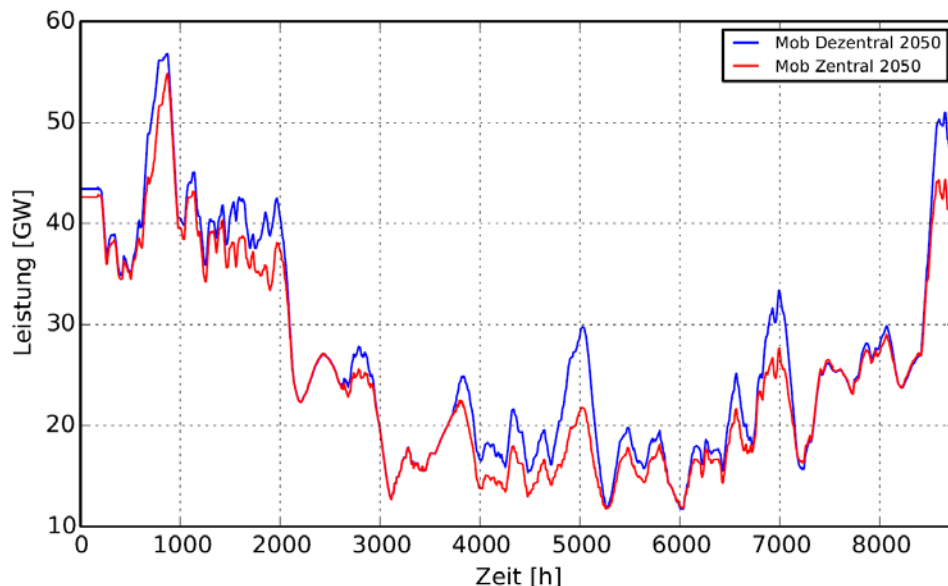


Abbildung 5-17: Mit REMix berechneter 168h-Mittelwert des Brennstoffverbrauchs der Gaskraftwerke in Deutschland in den Szenariovarianten „Mobilität Zentral“ und „Mobilität Dezentral“ im Jahr 2050

Im Vergleich der zentralen und dezentralen Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor lässt sich daher schlussfolgern, dass die Auslastung von erdgasbefeuerten Kraftwerken im dezentralen Fall höher ist als im zentralen. Dass dies ebenfalls für die anderen betrachteten Szenariovarianten zutrifft, zeigen Abbildung 5-18 und Abbildung 5-19.

In Abbildung 5-18 ist die Auslastung konventioneller Kraftwerke in Deutschland in den Szenarien REF, Mob_Zentral und Mob_Dezentral für 2030 dargestellt¹⁵. Die Ergebnisse zeigen zum einen eine nahezu identische Auslastung der fossilen Kraftwerke im Vergleich der Szenarien REF und Mob_Dezentral mit sogar etwas geringeren Werten für die Wasserstoffvariante. Die dezentrale Integration der Wasserstoffherzeugung kann also im Jahr 2030 ohne zusätzliche Erzeugung durch fossile Kraftwerke erfolgen. Ein weiteres Ergebnis ist, dass die Auslastung der weniger flexiblen Braun- und Steinkohlekraftwerke im zentralen Fall höher ist. Grundsätzlich steht im zentralen Fall

¹⁵ Nicht gezeigt ist hier die Auslastung der KWK, da sie in den Simulationen durchweg wärmegeführt betrieben wird und so die Auslastung der KWK-Anlagen in allen Szenariovarianten für 2050 identisch ist.

durch das größere Speichervolumen der Kavernen gegenüber dem begrenzten Volumen der Tankstellenspeicher mehr Flexibilität auf der Strombedarfsseite zur Verfügung. Daher wird Flexibilität auf der Erzeugungsseite in geringerem Maße angefragt, d.h. flexible Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke werden zugunsten von typischen Grund- und Mittellastkraftwerken weniger ausgelastet.

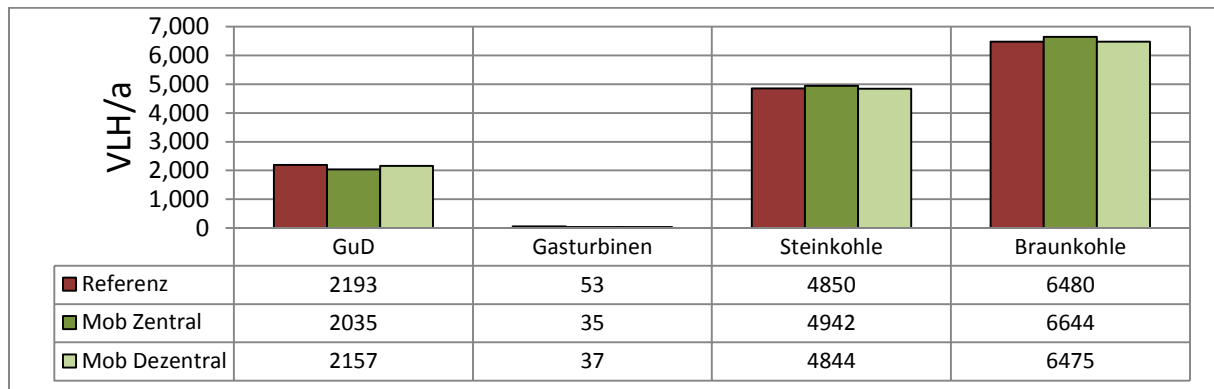


Abbildung 5-18: Mit REMix berechnete Auslastung konventioneller Kraftwerke in Deutschland 2030 in den Szenariovarianten in Volllaststunden pro Jahr

Die Auslastung konventioneller Kraftwerke für die Szenarien für 2050 zeigt die Abbildung 5-19. Analog zu den Szenariovarianten 2030 wird der zusätzliche Strombedarf für die Wasserstofferzeugung durch die Anpassung der installierten EE-Leistungen und eine entsprechend angepasste Bruttostromproduktion aus erneuerbaren Quellen (nahezu) kompensiert. Ein Vergleich der Auslastung der konventionellen Kraftwerke ist daher für Szenariovarianten mit identischem Kraftwerkspark am sinnvollsten, d.h. jeweils für die zentral-/dezentral-Paare. Hier zeigt sich, dass die Auslastung aller konventionellen Kraftwerke im dezentralen Fall jeweils – zum Teil deutlich – höher liegt als im zentralen Fall. Ein Vergleich mit Abbildung 5-14 zeigt, dass dies in erster Linie auf die höheren abgeregelten Strommengen und zumindest teilweise höheren Netto-Exporte (s. Tabelle 5-7) in den dezentralen Fällen zurückzuführen ist. Diese werden durch eine gestiegene Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken ausgeglichen.

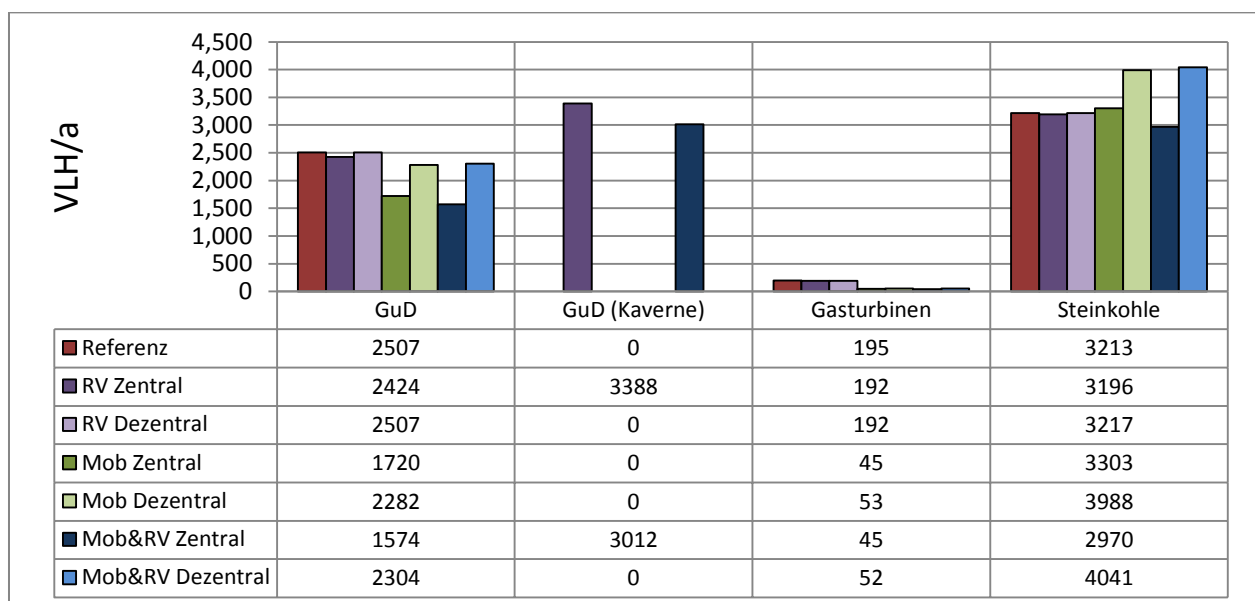


Abbildung 5-19: Mit REMix berechnete Auslastung konventioneller Kraftwerke Deutschlands 2050 in den Szenariovarianten in Volllaststunden pro Jahr

Im zentralen Fall mit Rückverstromung (RV_Zentral und Mob&RV_Zentral) zeigt sich, dass die GuD-Kraftwerke, die sich explizit an Kavernen zur Wasserstoff-Rückverstromung befinden, deutlich höher ausgelastet sind als die entsprechenden (ausschließlich fossil betriebenen) „konventionellen“ GuD-Kraftwerke. Diese sind in RV_Zentral und Mob&RV_Zentral sogar weniger ausgelastet als in den jeweiligen Szenariovarianten mit dezentraler Wasserstoff-Rückverstromung. Grund dafür ist, dass die GuD-Kraftwerke an den Kavernenstandorten in RV_Zentral exklusiv Zugriff auf den (nahezu) erneuerbaren Brennstoff Wasserstoff (bzw. Methan) haben, der im Modell zu deutlich niedrigeren Brennstoffpreisen bezogen werden kann als fossiles Erdgas. So müssen für die CO₂-Emissionen „konventioneller“ GuD-Kraftwerke Emissionszertifikate bezogen werden, die für die Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff oder Methan nicht anfallen. So kann Strom in GuD-Kraftwerken an Kavernen zu niedrigeren Grenzkosten erzeugt werden als an den übrigen GuD-Standorten, was zu einer höheren Auslastung führt.

Der Unterschied im technologiespezifischen Brennstoffverbrauch zwischen RV_Zentral und RV_Dezentral ist in Abbildung 5-20 und Abbildung 5-21 zu sehen. Er ist zusätzlich für die Sensitivität „Rückverstromung Dezentral bei Wasserstoffdirekteinspeisung“ (im Folgenden „RV_Dezentral-Direkt“ abgekürzt) mit abgebildet. Deutlich wird hier zum einen, dass der Anteil des rückverstromten Wasserstoffs bzw. Methans im Vergleich zu Biomasse bzw. Erdgas entsprechend der Szenarienannahmen relativ klein ist. Zum anderen veranschaulicht Abbildung 5-21 den unterschiedlichen Einsatz des erneuerbaren Brennstoffs in den verschiedenen Gaskraftwerkstypen. So wird er bei dezentraler Nutzung nicht nur zur Stromerzeugung, sondern auch zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt.

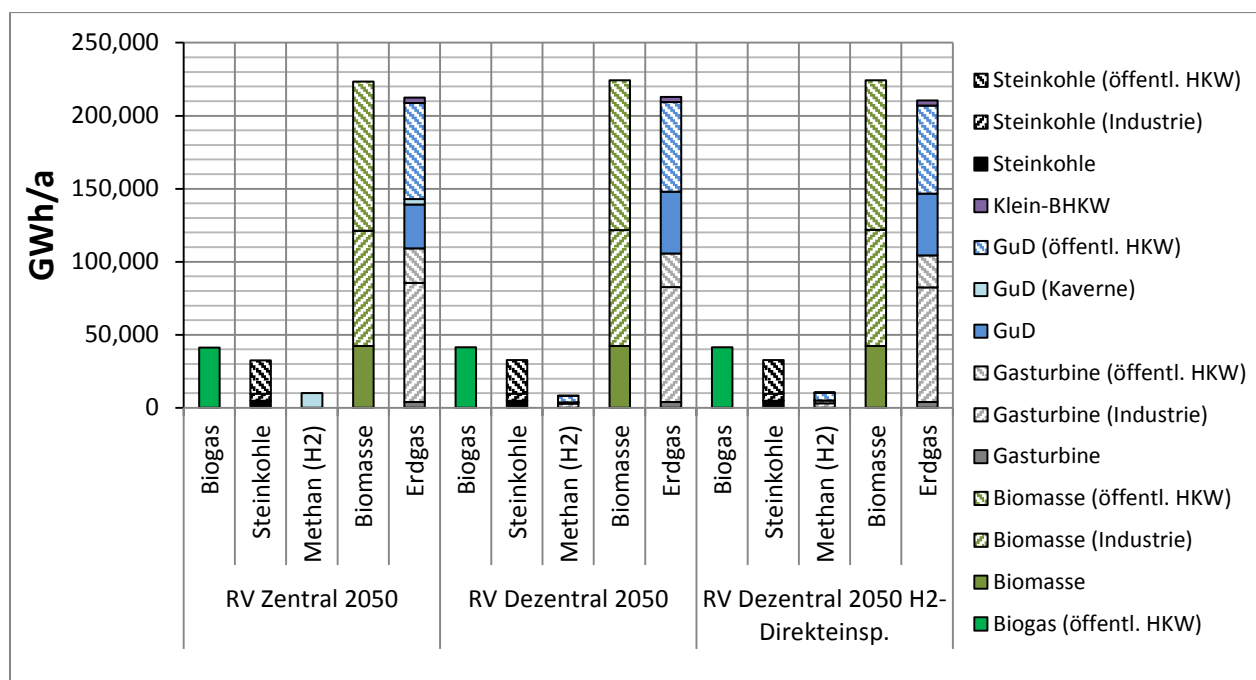


Abbildung 5-20: Mit REMix berechneter technologiespezifischer Brennstoffverbrauch der Wärme- und Stromerzeugung in Deutschland 2050 in den Szenarien mit Rückverstromung in GWh (chemisch) pro Jahr

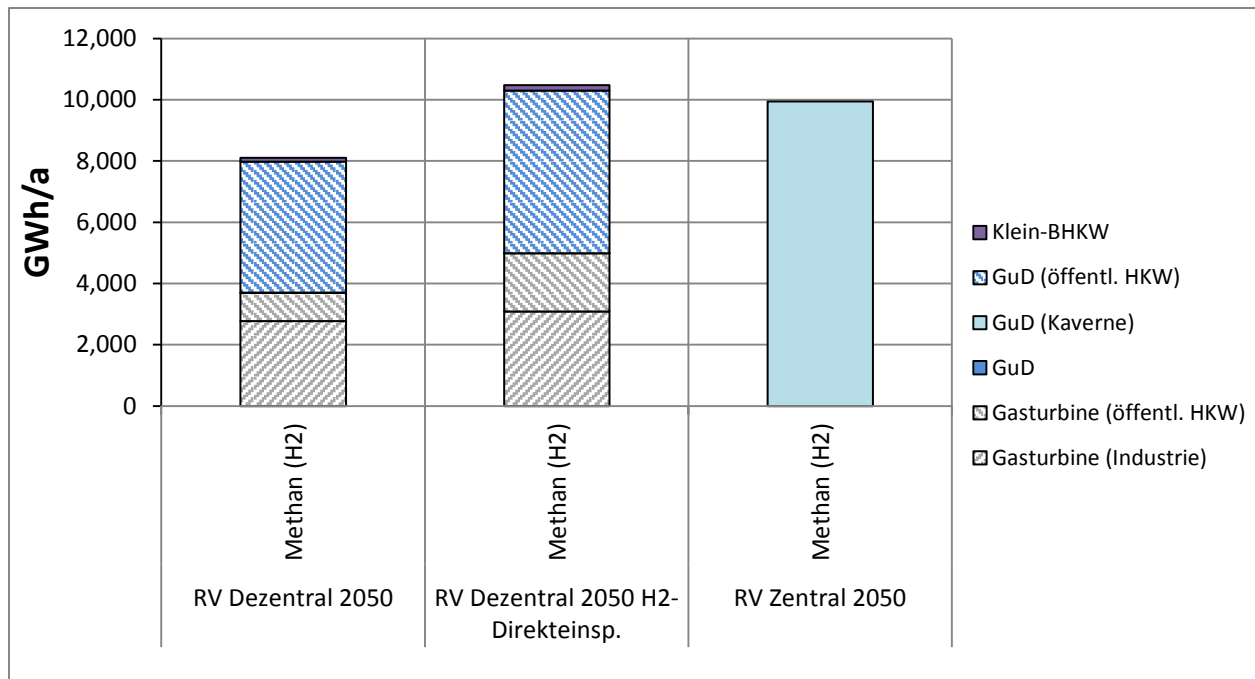


Abbildung 5-21: Mit REMix berechneter technologiespezifischer Verbrauch des (methanisierten) Wasserstoffs in den Szenarien mit Rückverstromung in GWh (chemisch) pro Jahr

Der Vergleich von RV_Dezentral und RV_Zentral in Abbildung 5-21 zeigt, dass aufgrund der angenommenen Umwandlungseffizienz für die Methan-Synthese in ersterem eine geringere Menge an Wasserstoff rückverstromt werden kann. Unter Vernachlässigung dieser Effizienz (RV_Dezentral-Direkt) ergibt sich eine nahezu identische Rückverstromung des erneuerbaren Brennstoffs. Der Grund für die leicht höhere Verfügbarkeit von Wasserstoff zur Rückverstromung in RV_Dezentral-Direkt gegenüber RV_Zentral ist, dass hier (sowie in RV_Dezentral) die Möglichkeit zum Zwischenspeichern in den Kavernenspeichern nicht genutzt wird. Eine Erklärung dafür liefert Abbildung 5-22. Diese zeigt grün dargestellt die Brennstoffaufnahme der Gaskraftwerke in der Szenariovariante RV_Dezentral und gleichzeitig die Zeitreihe der Wasserstoffproduktion durch die Elektrolyseure (blauer Graph) und die Zeitreihe der Methan-Rückverstromung (roter Graph). Dabei unterschreitet die grüne Kurve zu keinem Zeitpunkt den Maximalwert der blauen. Zudem folgt die rote Kurve dem Verlauf der blauen. D.h. zu jeder Stunde im Jahr ist ein Mindest-Brennstoffverbrauch der Gaskraftwerke vorhanden, welcher die erzeugten Wasserstoffmengen übersteigt. Da der Wasserstoff-Speicher dementsprechend in RV_Dezentral bzw. RV_Dezentral-Direkt nicht genutzt werden muss, entfallen die Verluste beim Ein- und Ausspeichern, wodurch letztlich mehr Brennstoff zur Rückverstromung zur Verfügung steht. Das Gasnetz übernimmt folgerichtig die gleiche Aufgabe wie das Stromübertragungsnetz, den überregionalen Energietransport. Aufgrund der hierfür vergleichsweise ineffizienten Wirkungsgradkette Strom–Wasserstoff/Methan–Strom müssen allerdings relativ hohe Verluste in Kauf genommen werden. Aus Systemsicht wäre an dieser Stelle zu prüfen, ob eine Erhöhung der Kapazität des Stromübertragungsnetzes eine sinnvolle Alternative sein kann.

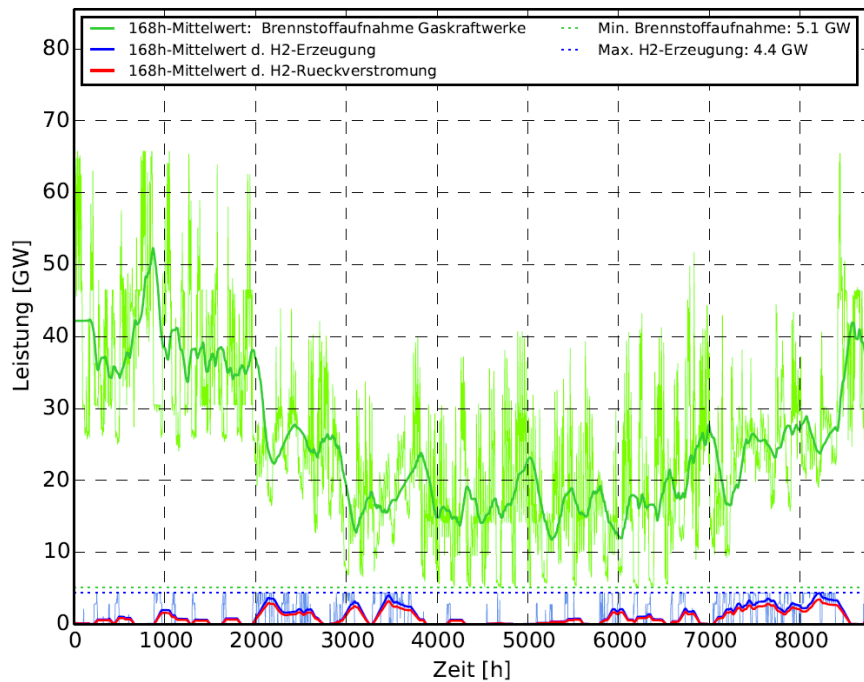


Abbildung 5-22: Mit REMix berechnete Wasserstoffherzeugung und Brennstoffaufnahme von Gaskraftwerken in Deutschland im Szenario „Rückverstromung Dezentral“ 2050

CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Die Unterschiede bei der Auslastung konventioneller Kraftwerke, sowie die voneinander abweichenden Mengen an verfügbarem erneuerbarem Brennstoff im Rückverstromungsfall wirken sich direkt auf die CO₂-Emissionswerte in den betrachteten Szenariovarianten aus. Diese sind für die Stromerzeugung (einschl. KWK und BHKW) für Mob_Zentral und Mob_Dezentral im Jahr 2030 in Abbildung 5-23 dargestellt. Entsprechend der absoluten Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken (s. Tabelle 5-6) fallen sie im zentralen Fall für Stein- und Braunkohle etwas höher aus als im dezentralen Fall, für Erdgaskraftwerke geringfügig niedriger. Entsprechend der berechneten Auslastungen konventioneller Kraftwerke zeigt sich, dass die dezentrale Wasserstoffnutzung im Vergleich zum Referenzszenario nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung führt, sie liegt sogar etwas niedriger. Im zentralen Nutzungsfall liegen die Emissionen in der Summe nur geringfügig höher.

Auch für die Szenariovarianten im Jahr 2050 folgen die Unterschiede in den CO₂-Emissionen (Abbildung 5-24) den Auslastungen (s. Abbildung 5-19) bzw. der absoluten Stromproduktion (s. Tabelle 5-7). Die Ursache hierfür spiegelt sich bereits in den Unterschieden bei der Abregelung der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wieder. Einerseits steht in den Mobilitätsszenarien eine höhere verbraucherseitige Flexibilität zentraler Wasserstoffherzeugung und -Speicherung mit komplementär geringerem Bedarf flexibler Stromerzeugung zur Verfügung. In Szenarien mit Berücksichtigung der Wasserstoffrückverstromung wirkt sich andererseits die in Abbildung 5-21 gezeigte, unterschiedliche Verfügbarkeit des emissionsfreien, erneuerbaren Brennstoffs beim zentralen bzw. dezentralen Nutzungsfall auf die CO₂-Emissionen aus.

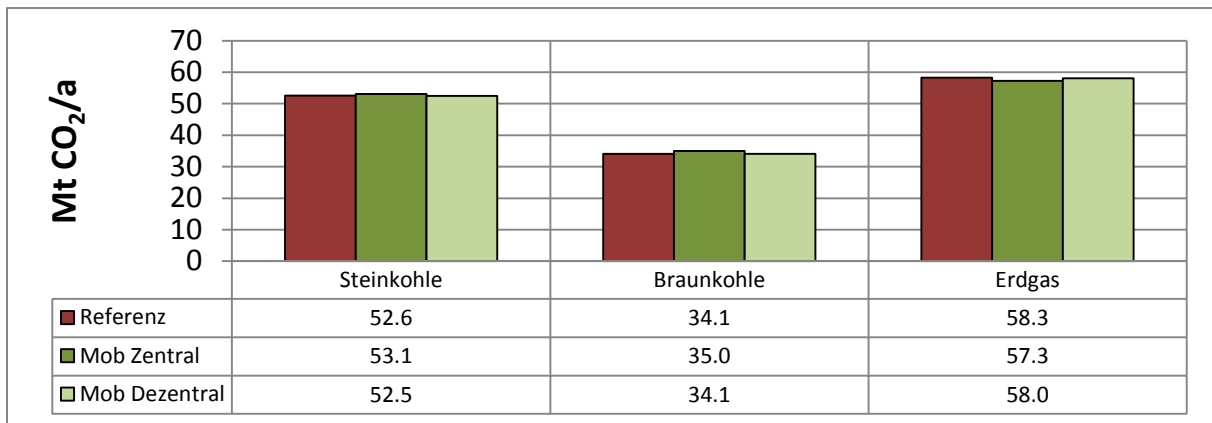


Abbildung 5-23: Mit REMix berechnete CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland 2030 in den Szenariovarianten in Mio. t pro Jahr

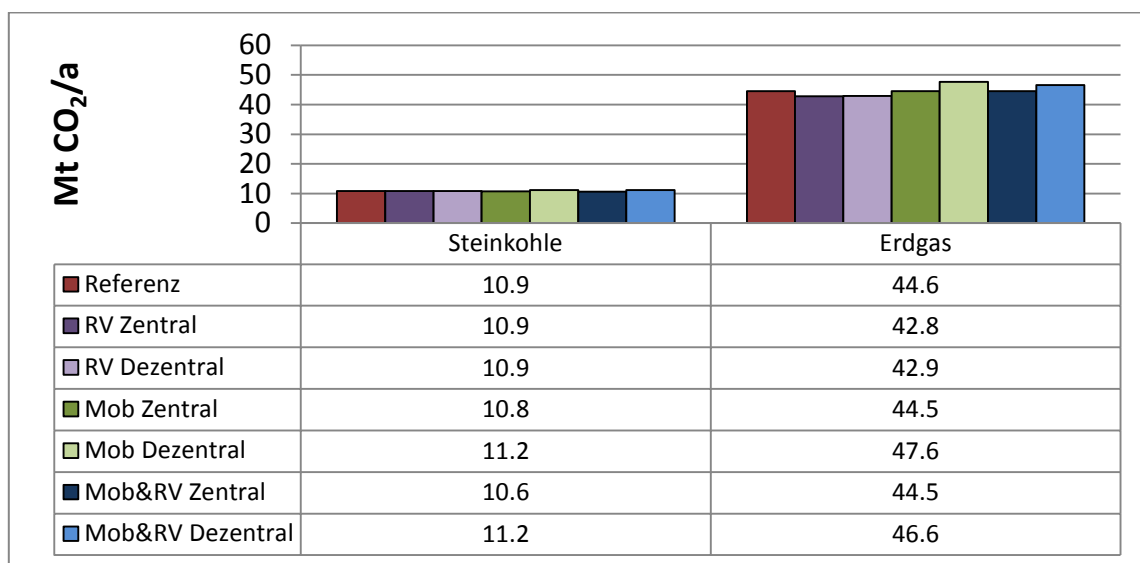


Abbildung 5-24: Mit REMix berechnete CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland 2050 in den Szenariovarianten in Mio. t pro Jahr

Auslastung des Übertragungsnetzes

In den folgenden Abbildungen ist beispielhaft die Auslastung der Stromübertragungsleitungen zwischen „D Nord“, einer Region mit hohen Überschüssen fluktuierender Stromerzeugung und „D West“, einer Region mit hohem Energiebedarf (Strom- bzw. zusätzlich Wasserstoff in den Mobilitätsszenarien) dargestellt, da hier ein hoher Leistungsaustausch stattfindet¹⁶. Abbildung 5-25 zeigt jeweils für Mob_Zentral, Mob_Dezentral, RV_Zentral und RV_Dezentral die relative Auslastung¹⁷ der DC-Übertragungsleitungen für 2050 als Jahresdauerlinie. Äquivalent dazu ist in Abbildung 5-26 die relative Auslastung der Verbindungen des Drehstromübertragungsnetzes (AC) zu sehen.

¹⁶ Die Leitungsauslastung zwischen Regionen mit ähnlicher Erzeugungs- bzw. Bedarfsstruktur kann davon verschieden sein. Auch ist der Unterschied zwischen der Leitungsauslastung in RV_Dezentral und RV_Zentral wesentlich schwächer ausgeprägt.

¹⁷ Als relative Auslastung wird hier für jede Stunde im Jahr die transportierte Energie bezogen auf die Übertragungskapazität angegeben.

Wie einerseits zu erwarten ist, zeigt sich sowohl in Abbildung 5-25 als auch Abbildung 5-26, dass wesentlich mehr Leistung von „D Nord“ nach „D West“ verschoben wird als in umgekehrter Richtung. So findet via Drehstromübertragung ein Leistungsaustausch „D West“ nach „D Nord“ bis zu maximal 740 h im Jahr (RV_Zentral) statt, hingegen in der Gegenrichtung wird Leistung für mindestens 6160 h im Jahr (RV_Dezentral) transportiert. Andererseits zeigt sich bei einer Einspeisung ins Gasnetz in der dezentralen Szenariovariante im Vergleich mit der zentralen Rückverstromung eine geringfügige Entlastung der Übertragungsstrecke. Wie in Abbildung 5-25 erkennbar, ist diese beispielsweise in RV_Zentral für etwa 1670 h des Jahres von „D Nord“ nach „D West“ ausgelastet, während dies in RV_Dezentral nur in 1580 h der Fall ist.

Der Vergleich der Szenariovarianten Mob_Zentral und Mob_Dezentral zeigt, dass auch hier in letzterem eine etwas geringere Leitungsauslastung stattfindet, da in diesem Fall mehr Strom zur Wasserstoffherzeugung aus lokalen, aber fossilen Kraftwerkskapazitäten stammt (ca. 3120 h Vollausslastung von „D Nord“ nach „D West“ in Mob_Zentral gegenüber 2950 h in Mob_Dezentral). Wie oben erläutert, ist die Ursache hierfür die begrenzte Wasserstoff-Speicherkapazität im dezentralen Nutzungsfall, weshalb weniger Überschüsse der fluktuierenden, erneuerbaren Stromerzeugung genutzt und folglich überregional transportiert werden. Da zudem in der Überschussregion „D Nord“ in den Mobilitätsszenarien weniger Elektrolysekapazität als im Rückverstromungsfall zur Verfügung steht, kann weniger Wasserstoff zu Zeiten negativer Residuallast erzeugt werden. Resultierende Überschüsse werden folglich häufiger durch Stromübertragung regional ausgeglichen, weshalb sowohl die DC- als auch die AC-Übertragungsleitungen im Mobilitätsnutzungsfall stärker ausgelastet werden.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind Mob&RV_Zentral, sowie Mob&RV_Dezentral in Abbildung 5-25 und Abbildung 5-26 nicht mit dargestellt. Die Nutzungsoptionen unterscheiden sich hier ebenfalls aus den genannten Gründen, wobei im Vergleich aller dezentralen bzw. zentralen Nutzungsfälle die Leitungsauslastung durch die Kombination von Rückverstromung und Wasserstoffnutzung für Mobilität jeweils am geringsten ist.

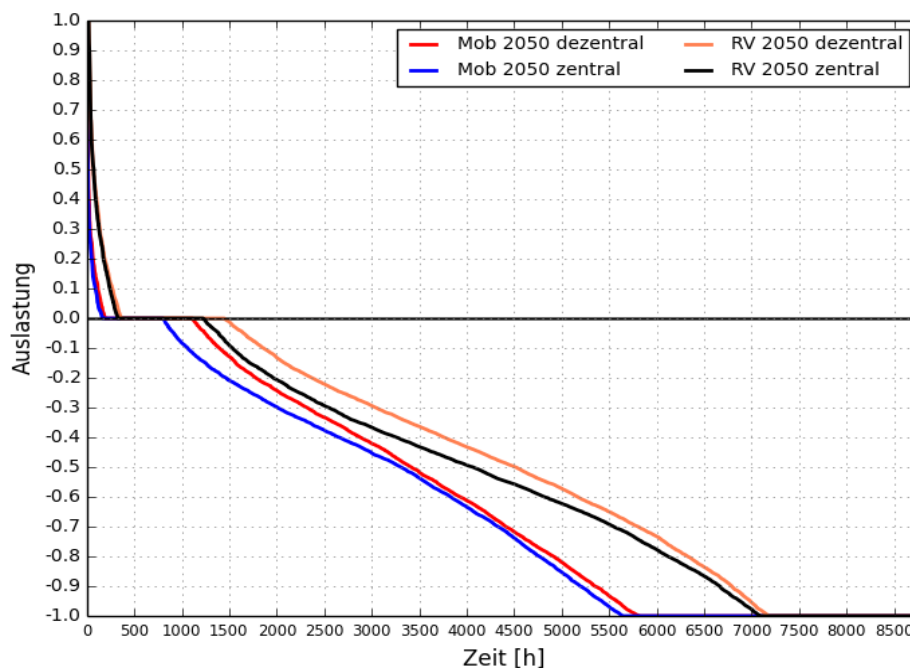


Abbildung 5-25: Mit REMix berechnete Jahresdauerlinie der relativen Auslastung der DC-Übertragungsleitung zwischen den Modellregionen „D West“ und „D Nord“ im Jahr 2050

Der Verlauf der Jahresdauerlinien in Abbildung 5-26 ist vergleichsweise flach, was auf eine wesentlich geringere Auslastung der Drehstromübertragungsleitungen hindeutet. Dies begründet sich in diesem Fall durch die Konkurrenz der Stromübertragungstechnologien zwischen den Regionen „D Nord“ und „D West“. Dabei ist zu beachten, dass über HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen gezielt Leistung zwischen zwei Regionen ausgetauscht werden kann, während sich der Leistungsfluss im Drehstromnetz auf alle Übertragungsleitungen eines Netzknotens gemäß dem Verhältnis ihrer Impedanzen aufteilt. Hinzu kommt, dass beim Leistungsaustausch via HGÜ-Leitungen wesentlich geringere Übertragungsverluste anfallen. Dementsprechend wird in diesem Beispiel für den Leistungsaustausch zwischen „D Nord“ und „D West“ vorzugsweise die DC-Technologie genutzt.

Bemerkenswert ist ferner, dass in den Mobilitätsszenarien in Bereichen niedriger Auslastung (z.B. zwischen 0 und -0,3) bei dezentraler Nutzung die AC-Übertragungsleitung zwar weniger ausgelastet wird als im zentralen Fall. Allerdings kehrt sich dieses Verhalten für Stunden mit Maximalauslastung ($< -0,4$) um. Wieder ist der Grund hierfür im Unterschied der zur Verfügung stehenden Wasserstoff-Speicherkapazitäten zu finden: Während Zeitpunkten mit deutlich negativer Residuallast können im zentralen Nutzungsfall auch in der Überschussregion „D Nord“ die Elektrolyseure unter Vollast durchlaufen, wodurch tendenziell weniger Überschussleistung abtransportiert werden muss, was in diesem Fall eine Leitungsentlastung (sowohl für AC als auch für DC) zur Folge hat. Dieser Effekt ist beispielhaft anhand einer Zeitreihe der AC-Leitungsauslastung zwischen „D West“ und „D Nord“ für einen Zeitraum Anfang Dezember (Stunde 8000 bis 8400) in Abbildung 5-27 dargestellt. Zu dieser Zeit ist die deutschlandweite Residuallast negativ, gleichzeitig ist die Elektrolyseleistung in Mob_Zentral größer als in Mob_Dezentral (vgl. Abbildung 5-15 und Abbildung 5-16).

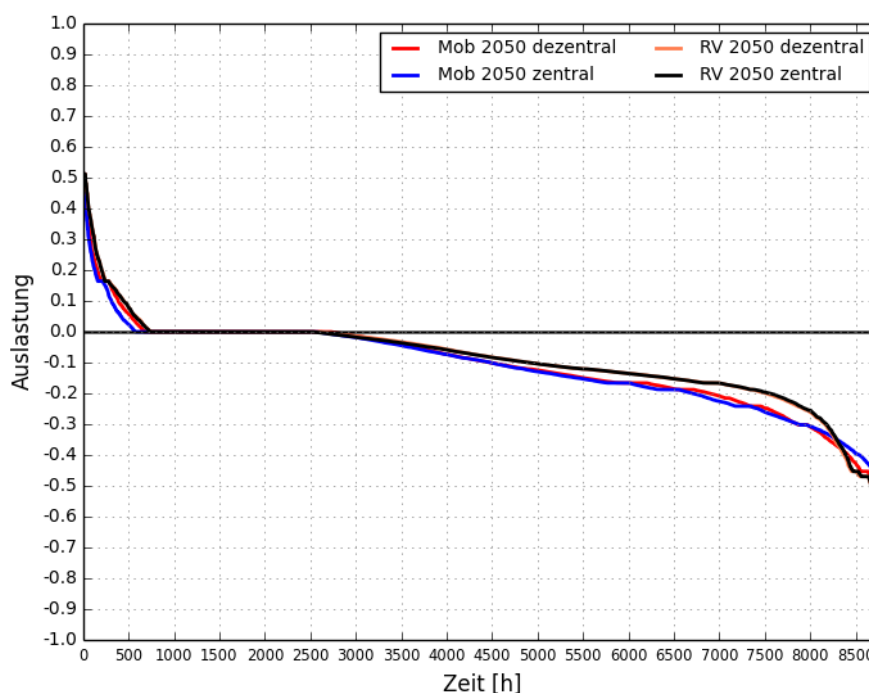


Abbildung 5-26: Mit REMix berechnete Jahresdauerlinie der relativen Auslastung der AC-Übertragungsleitung zwischen den Modellregionen „D West“ und „D Nord“ im Jahr 2050

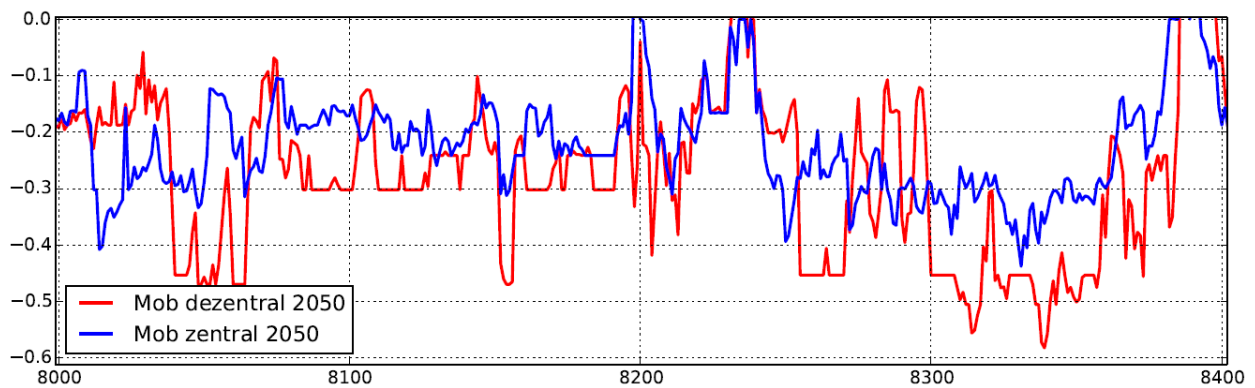


Abbildung 5-27: Mit REMix berechnete stündliche Zeitreihe der relativen Auslastung der AC-Übertragungsleitung zwischen den Modellregionen „D West“ und „D Nord“ für die Stunden 8000 bis 8400 im Jahr 2050

5.4. Fazit und Ausblick

Die Auslastung der exogen zur Deckung des Wasserstoffbedarfs angenommenen Elektrolyseurleistungen bewegt sich in einer ökonomisch sinnvollen Größenordnung bei gleichzeitig einer ausreichenden Flexibilität für den Lastausgleich im Stromversorgungssystem. Die Elektrolyseure weisen im Ergebnis eine durchschnittliche Auslastung von über 3000 h/a bei der Wasserstoffherzeugung für den Verkehr und von etwa 1600 bis 2800 h/a für den Rückverstromungsfall.

Die Integration der Wasserstoffherzeugung mit flexibilisierten Elektrolyseuren, d.h. mit begrenzten Auslastungen und Wasserstoff-Speicherkapazitäten, unterstützt in allen Fällen die Integration von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland. In den Szenarien mit Wasserstoffherzeugung steigt dadurch die im Jahr 2050 erreichte nutzbare Auslastung dieser Anlagen, bzw. die Abregelungen sinken im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne Wasserstoffherzeugung. Konkret bedeutet das vor allem bei der Stromerzeugung aus Windenergie eine Zunahme der durchschnittlichen Auslastung um ca. 200 Volllaststunden im Jahr gegenüber einem Referenzszenario. So ist beispielsweise bei Wind-Onshore-Anlagen ein Anstieg der Volllaststunden von knapp 2000 h/a im Referenzszenario auf bis zu 2280 h/a in der Szenariovariante „Mobilität & Rückverstromung“ bei einer zentral ausgerichteten Wasserstoffinfrastruktur im Jahr 2050 zu beobachten. Die abgeregelten, d.h. nicht nutzbaren Leistungen aus der Stromerzeugung mit vor allem Photovoltaik und Windkraft summieren sich bei den Simulationen des Jahres 2050 auf etwa 28 TWh/a im Referenzszenario ohne Wasserstoffnutzung. Sie liegen bei der Annahme einer begrenzten Wasserstoffherzeugung für die Rückverstromung in der Größenordnung von nur noch 16,5 TWh/a, bei der Deckung der angenommenen Wasserstoffnachfrage im Verkehr zwischen 6 und 12 TWh/a und bei der Annahme von Wasserstoffherzeugung sowohl für den Verkehr als auch die Rückverstromung bei nur noch 2 bis 4 TWh/a.

Gleichzeitig sinkt die Auslastung der benötigten regelbaren, mit Gas befeuerten Kraftwerkskapazitäten. Im Vergleich zu den Referenzszenarien ohne Wasserstoffnutzung ergibt sich folglich ein Absinken der CO₂-Emissionen in den Szenarien mit Einsatz von Wasserstoff als Flexibilitätsoption bzw. als Kraftstoff für den Verkehrssektor.

Der direkte Vergleich einer Wasserstoffspeicherung in Kavernen mit einem Versorgungssystem allein basierend auf dezentralen Tankstellen zeigt klar die langfristige Vorteilhaftigkeit der Nutzung des großen Kavernen-Speicherpotentials im Falle einer Verkehrsnachfrage. Die Integration der

Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen kann mit einer Kavernenspeicherung deutlich verbessert werden, die Abregelungen sinken unter den getroffenen Annahmen von etwa 12 TWh/a auf nur noch 6 TWh/a (Szenarien „Mobilität Dezentral“ vs. „Mobilität Zentral“ im Jahr 2050). Entsprechend geringer ist im zentralen Fall der Anteil der fossilen Stromerzeugung bei der Deckung von Residuallasten, wodurch die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung um bis zu 3,5 Mrd t/a niedriger liegen als bei einer rein dezentralen Erzeugungs- und Speicherinfrastruktur. Diesen Vorteilen stehen die im zentralen Fall höheren Aufwendungen für Transport und Verteilung des zentral erzeugten Wasserstoffs zu den Tankstellen entgegen, die im Rahmen dieses Projekts nicht untersucht wurden.

Vorausgesetzt, dass der Einsatz aller installierter Kraftwerkskapazitäten kostenminimal erfolgt und bilanziell – d.h. entsprechend der für die Wasserstoffherzeugung erforderlichen Strommenge – zusätzliche Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien im Falle einer Wasserstoffnutzung zugebaut werden, ist der tatsächlich erneuerbare Anteil des erzeugten Wasserstoffs im Wesentlichen von strukturellen Annahmen abhängig. So muss eine Ausgewogenheit zwischen den installierten Leistungen zur fluktuierenden Erzeugung von Wind- und Photovoltaik-Strom, der Elektrolyseurs- und Wasserstoffspeicher sowie der Netztransferkapazitäten zwischen den betrachteten Regionen gegeben sein, damit keine wesentlichen Abregelungen von Erzeugungsanlagen, d.h. nicht nutzbare Strommengen entstehen. Abregelungen der erneuerbaren Stromerzeuger vergrößern die Stromerzeugung der konventionellen Kohle- und Gaskraftwerke, was die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung erhöht und die Erneuerbarkeit des erzeugten Wasserstoffs einschränkt. Alternativ kann ein Windwasserstoffsystem vorausgesetzt werden, das aber in vielen Fällen niedrigere Auslastungen und damit höhere Wasserstoff-Gestehungskosten aufweisen würde.

Die in diesem Kapitel durchgeführten Untersuchungen fokussieren eine zentrale Einsatzsteuerung sowie Effekte im Kraftwerkspark und Übertragungsnetz. Eine höhere räumliche Auflösung könnte positive Effekte der Integration einer flexibilisierten Wasserstoffherzeugung im System noch genauer und realitätsnäher aufzeigen. Hierbei wäre es wünschenswert sowohl eine detaillierte Modellierung des Übertragungsnetzes als auch Restriktionen und Charakteristiken der Verteilnetzebene mit einbeziehen zu können. Damit könnten auch positive Effekte einer regionalen Einsatzoptimierung für das Gesamtsystem untersucht und bewertet werden. Ebenso wäre perspektivisch eine iterative Simulation von Auslegung und Auslastung der Infrastrukturen zur Wasserstoffherzeugung zwischen den Modellansätzen in Kapitel 4 und Kapitel 5 sinnvoll, um die volks- und die betriebswirtschaftlichen Perspektiven zu einem konsistenten systemanalytischen Gesamtbild zusammenzuführen.

Die Potenziale und energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Wasserstoffherzeugung hängen stark von den politischen Vorgaben bezüglich der zu erreichenden Dekarbonisierungsziele ab. Während in einem Szenario zur Minderung der THG-Emissionen um 80% die Notwendigkeit der chemischen Speicherung von Strom sowie des Einsatzes synthetischer Kraftstoffe im Verkehr abhängig von den Potenzialen alternativer Optionen nicht abschließend belegt werden kann, erscheint sie in einem Szenario mit 100% erneuerbarer Energieversorgung als wesentlicher Schlüssel der Zielerreichung. Ein solches Szenario erfordert eine umfassende Infrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Mit zu berücksichtigen wäre in solch einem Szenario der stark ansteigende Einsatz von Strom im Verkehrssektor sowie zur Wärmebereitstellung – direkt oder in Form von Wasserstoff. Folglich steigt die Bruttostromerzeugung in einem 100% EE-Szenario trotz angenommener Stromeffizienzmaßnahmen stark an, von heute etwa 600 TWh/a auf langfristig bis zu über 1000 TWh/a (s. [DLR/IWES/IfNE12]).

5.5. Literaturverzeichnis

- [Dena05] Dena (2005): Dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energieagentur (Dena)
- [DLR/IWES/IfNE12] Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B., 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), April 2012.
(http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/)
- [ENERGIE10] ENERGIEKONZEPT (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010
- [ENTSO-E11] ENTSO-E (2011): Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe, Winter 2010/11, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)
- [Fischer11] Fischer, C. (2011): Wasserstoff als zukünftiger Energieträger. Kostenermittlung einer Tankstelle. Fachhochschule Nürtingen, Master Thesis am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
- [GermanHy09] Joest, S.; Fichtner, M.; Wietschel, M.; Bünger, U.; Stiller, C.; Schmidt, P., Merten, F., (2009): GermanHy – Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Zusammenarbeit mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW)
www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/germanHy_Abschlussbericht
- [KBA13] KBA (2013): Kraftfahrzeugbestand nach Kraftfahrzeugarten, Stichtag 01.01.11 - regionale Ebenen, Kraftfahrt Bundesamt, Flensburg, Stand: 21.11.2013
- [LucadeTena14] Luca de Tena, D. (2014): Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
- [NEP14] NEP (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber 2014
- [Pregger12] Pregger, T., Luca de Tena, D., O'Sullivan, M., Roloff, N., Schmid, S., Propfe, B., Hülsebusch, D., Wille-Haussmann, B., Schwunk, S., Wittwer, C., Pollok, T., Krah, S., Moormann, A. (2012): Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik und Institut für Fahrzeugkonzepte, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), RWTH Aachen IfHT, gefördert durch

BMW i

- [Scholz10] SRU (2010): Scholz, Y.: Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik
- [Scholz12] Scholz, Y. (2012). Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
- [Scholz14] Scholz, Y.; Gils H.C.; Pregger, T.; Heide, D.; Cebulla, F.; Cao, KK; Hess, D.; Borggreffe, F. (2014): Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Schlussbericht BMWI - FKZ 0328009, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart, Mai 2014
- [Stolzenburg14] Stolzenburg, K.; Hamelmann, R.; Wietschel, M.; Genoese, F.; Michaelis, J.; Lehmann, J.; Mieke, A.; Krause, S.; Sponholz, C.; Donadei, S.; Crotochino, F.; Acht, A.; Horvath, PL. (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht PLANET, FH Lüneburg PROJEKT-GmbH, FhG ISI, FH Stralsund, KBB Underground im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), gefördert durch NIP, März 2014
- [TYNDP12] TYNDP (2012): 10-Year Network Development Plan 2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENSTO-E)

5.6. Abkürzungsverzeichnis

REMIX	“Renewable Energy Mix for Sustainable Electricity Supply” Energiesystemmodell des DLR
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	concentrating solar power, solarthermische Stromerzeugung
THG	Treibhausgase
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (heute BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
PJ	Petajoule
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistung
GT	Gasturbinen
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk

PV	Photovoltaik
KW	Kraftwerke
VLH	Volllaststunden
REF	Szenariovariante „Referenz“
Mob_Dezentral	Szenariovariante „Mobilität Dezentral“
Mob_Zentral	Szenariovariante „Mobilität Zentral“
RV_Dezentral	Szenariovariante „Rückverstromung Dezentral“
RV_Zentral	Szenariovariante „Rückverstromung Zentral“
Mob&RV_Dezentral	Szenariovariante „Mobilität und Rückverstromung Dezentral“
Mob&RV_Zentral	Szenariovariante „Mobilität und Rückverstromung Zentral“
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
EE	Erneuerbare Energien
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
DSM	Demand Side Management

6. Betrieb eines Elektrolysesystems in Kombination mit anderen Netznutzern

6.1.	Einleitung.....	235
6.2.	Technische Beschreibung der Komponenten.....	237
6.2.1.	Elektrolyseanlagen	237
6.2.2.	Verdichter, Trockner, Regelstrecke	241
6.2.3.	Kaverne.....	243
6.2.4.	Technologien zur Rückverstromung.....	244
6.2.5.	Synergetische Wärme-/Kältenutzung	249
6.3.	Nutzungsmöglichkeiten und Betriebsführungen	253
6.3.1.	Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor	255
6.3.2.	Nutzung von Wasserstoff im Erdgasnetz.....	256
6.3.3.	Nutzung von Wasserstoff bei industriellen Großabnehmern	257
6.3.4.	Nutzung zur Rückverstromung im Allgemeinen.....	260
6.3.5.	Nutzung als Regelleistung	261
6.3.6.	Nutzung von Sauerstoff von industriellen Abnehmern.....	265
6.4.	Verträglichkeit von Wasserstoff im Erdgasnetz	266
6.4.1.	Einfluss auf Erdgasleitungen.....	268
6.4.2.	Einfluss auf Erdgasanwendungen.....	269
6.4.3.	Regularien zur Anreicherung von Wasserstoff im Erdgas	273
6.4.4.	Regularien zu Wasserstoffleitungen, Tanks und Kavernen.....	273
6.4.5.	Regularien zum Bau von Kavernen.....	275
6.5.	Zusammenfassung.....	277
6.6.	Literaturverzeichnis	279
6.7.	Abkürzungsverzeichnis	281

6.1. Einleitung

Die intermittierenden Anteile der Erneuerbaren Energien (EE) durch Photovoltaik- (PV) und Windkraft-(WK-)Anlagen an der Bruttostromerzeugung in Deutschland werden von 17% im Jahr 2015 auf 48% im Jahr 2030 und voraussichtlich 67% im Jahr 2050 steigen.

Die elektrolytische Wasserstoffproduktion mit unterirdischem Kavernenspeicher stellt eine besonders kosteneffiziente Art der Langzeitspeicherung intermittierenden EE-Stroms dar. Wasserstoff kann zusätzlich im Erdgasnetz vorgehalten oder gemeinsam mit Kohlendioxid (CO₂) zu

Methan (CH_4) reformiert werden. Über das Erdgasnetz wurden in Deutschland im Jahr 2008 und 2012 ca. 93 Mrd. Nm^3 Erdgas transportiert. Dies entspricht einer Speicherkapazität von ca. 930 TWh. Dem steht das Stromnetz mit 617 TWh übertragener Energie gegenüber [BDEW09].

Würde beispielsweise der im Jahr 2008 aus WK erzeugte Strom als Wasserstoff direkt in das Erdgasleitungsnetz eingespeist werden, würde sich der resultierende Wasserstoffanteil im Erdgasnetz bei ca. 8 Vol.% einstellen [DBI10]. Mit einer höheren Wasserstoffproduktion, welche mit dem Ausbau der EE einhergeht, würde sich dieser Anteil weiter erhöhen. Zudem ist bereits seit einigen Jahren eine Zunahme des Bedarfs an Regelleistungs-(RL-)Reserven feststellbar.

Wasserstoff kann künftig fossiles Erdgas in vielen Anwendungen ersetzen. Haushalte und Industrie stellen die größten Verbraucher mit 70% im Jahr 2013 dar. Ein leichter Zuwachs seit dem Jahr 2003 ist bei Versorgungskraftwerken (+3%) und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (+2%) festzustellen [BDEW14]. Der größere Einsatz von Gaskraftwerken wird hier auch durch die zunehmenden fluktuierenden Strommengen deutlich, um kurzfristig fehlende Leistungen im Stromnetz auszugleichen.

Bei der Wasserstoffproduktion soll die Wasserelektrolyse mit hohem Wirkungsgrad und hoher Langzeitstabilität zum Einsatz kommen. Der Betrieb des Elektrolysesystems muss dabei auf die intermittierende Last angepasst werden. Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseure (PEM) eignen sich sehr gut zur Aufnahme stark dynamischer Lastspitzen, sind aber derzeit in ihrer Lebensdauer und der Dimensionierung aufgrund von Herstellungsprozessen mechanisch stabiler Membranen begrenzt. Hier wird ein weiterer Entwicklungsschub erwartet. Alkalische Elektrolyseure (AEL) nehmen stationäre Lasten sehr gut auf und sind langzeitstabil. Ein- und Ausschaltvorgänge sowie ein Betrieb im unteren Teillastbereich bewirkt eine stärkere wechselseitige Verunreinigung an Anode und Kathode (Wasserstoff in Sauerstoff bzw. Sauerstoff in Wasserstoff). Eine Möglichkeit besteht in der Kopplung von PEM und AEL.

Es gibt verschiedene Anwendungen für Wasserstoff in Deutschland. Den höchsten Bedarf haben heutzutage Raffinerien der Erdölindustrie (Wasserstoffbedarf 2010: ca. 9,6 Mrd. Nm^3) sowie die chemische Industrie bei der Ammoniakherstellung (Wasserstoffbedarf 2010: 6,2 - 7,5 Mrd. Nm^3) und Methanolherstellung (Wasserstoffbedarf 2010: 3,5 Mrd. Nm^3) [Öko14].

Neben der Belieferung der Industrie kann Wasserstoff für die Rückverstromung eingesetzt werden und zusätzlich einen Beitrag auf dem Regelenenergiemarkt leisten. Aus ökonomischen Gründen wird eine ausschließliche Beteiligung am Spotmarkt nicht gesehen [NOW14]. Es wird erwartet, dass im Jahr 2030 an einzelnen Tagen mit hoher EE-Stromeinspeisung ein fast doppelt so hoher Bedarf an Minutenreserveleistung (MRL) verglichen mit dem heutigen Bedarf bestehen wird [dena14].

Folglich können Elektrolyse-(EL-)Systeme mit unterirdischem Kavernenspeicher multifunktional eingesetzt werden. Gerade für einen konstanten Bedarf an Wasserstoff durch die Industrie und voraussichtlich auch im Automobilsektor für Brennstoffzellen-Fahrzeuge kann das EL-System mindestens im Teillast-Betrieb gefahren werden und eine bestimmte Laststundenzahl erreichen, wohingegen ein Überschuss an Wasserstoff aufgrund von Bevorratung für die Industrie und aufgrund der Aufnahme von Lastspitzen im Stromnetz im Volllast- oder Überlastbetrieb erfolgt.

Ein multifunktionales EL-System kann dabei folgende Beiträge auf dem RL-markt bereitstellen:

- negative Regelleistung durch Aufnahme von Stromspitzen,
- positive Regelleistung durch Herunterfahren der Elektrolyse (Lastabsenkung),
- positive Regelleistung durch Rückverstromung.

Der Bedarf an Minutenregelleistung (MRL) wird bis zum Jahr 2030 stark zunehmen (negativ: +70%, positiv: +90%), bei der Sekundärregelleistung (SRL) ist eine moderate Zunahme zu erwarten (negativ: +10%, positiv: +40%) [dena14].

Der bei der Wasserelektrolyse entstehende Sauerstoff kann den bereits heute bestehenden Sauerstoffmarkt im medizinischen und technischen Bereich beliefern. Beim Einsatz von Brennstoffzellen kann künftig durch die Einbringung von Sauerstoff in die Kathodengasversorgung der Wirkungsgrad gesteigert und die Kompressionsarbeit reduziert werden.

Anfallende Abwärme bei der Elektrolyse, aber auch bei der Kompression des Gases in die Kaverne kann z.B. zur Temperaturhaltung von Elektrolysesystem und Rückverstromungssystem im Stand-By-Betrieb verwertet werden.

Die folgenden Abschnitte stellen zunächst die Komponenten des Elektrolyse-Kavernen-Systems vor, um die Randbedingungen für den Gesamtbetrieb festzulegen. Anschließend werden die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten (Industrie, Kraftstoff, Stromerzeugung, Regelleistung, Beimischung ins Erdgasnetz) untersucht. Bereits vorliegende Studien und Demonstrationsanlagen fließen in die Betrachtung mit ein. Zur Beimischung ins Erdgasnetz wird eine gesonderte Betrachtung der Wasserstoffverträglichkeit vorgenommen. Dabei wird ein Überblick über den Einfluss auf die bestehende Erdgasinfrastruktur sowie die bestehenden Regularien gegeben.

6.2. Technische Beschreibung der Komponenten

Die EL-Anlagen wurden bereits in den vorigen Kapiteln ausführlich beschrieben. Im Folgenden wird ein kurzer Abriss zu den Komponenten eines Elektrolyse-Kavernen-Systems gegeben. Dabei wird sukzessiv die Wasserstoffstrecke verfolgt:

1. Elektrolyse,
2. Einlagerung,
3. Vorhaltung,
4. Auslagerung und
5. Verwertung, dabei
 - die direkte Wasserstoffverwertung in Industrie und Mobilität sowie
 - die indirekte Wasserstoffverwertung (Rückverstromung).

6.2.1. Elektrolyseanlagen

Die AEL- und PEM-Anlagen in den Ausführungen zu 5 MW und 100 MW wurden bereits in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich beschrieben. Die wichtigsten technischen Parameter sind in Tabelle 6-1 zusammengefasst. Für die AEL-Anlage ist beim Ausgangsdruck eine erste Kompressionsstufe von 25-50 mbar Überdruck aus dem Elektrolysestack auf 36 bar berücksichtigt.

Aus der Teil-/Überlastfähigkeit gehen Vorteile der PEM hervor, wenn ein stark intermittierender Betrieb ermöglicht werden soll. Im Folgenden soll eine kombinierte EL-Anlage aus AEL zur Aufnahme einer Grundlast und eine PEM zur Aufnahme von Lastspitzen näher betrachtet werden. Der Betrieb einer solchen gekoppelten EL-Anlage ist stark szenarienabhängig, d.h. ist die Anlage in das Gesamtstromnetz eingebunden, darf Strom zur Sicherstellung der Grundlast eingekauft werden, kann eine direkte Verwertung vor Ort von PV und WK sinnvoll sein, etc. Weil hier eine technische Betrachtung vorgenommen werden soll, wird eine isolierte Umgebung hinsichtlich der Stromversorgung betrachtet, bei dem direkt die elektrische Energie aus PV und/oder WK an die

gekoppelte EL-Anlage geführt wird, siehe Abbildung 6-1. Zusätzlich wird ein Batteriesystem integriert, um kurzfristige Lastabfälle ausgleichen zu können. Der produzierte Wasserstoff wird hier nur beispielhaft an einen Trailer zugeführt. Die durchgeführten Simulationen können im Detail bei [Specker13] entnommen werden.

Elektrolyseanlage	PEM, 5 MW low	PEM, 100 MW medium	PEM, 100 MW high	AEL, 5 MW	AEL, 100 MW
Stack-Wirkungsgrad (HHV)	78%	87%	90%	84%	84%
Anlagen-Wirkungsgrad (HHV)	69%	84%	84%	68%	68-72%
Betriebstemperatur	50 °C	80 °C	80 °C	32 °C	32 °C
Betriebsdauer	30.000 h	70.000 h	70.000 h	60.000 h	100.000 h
Teil-/Überlastfähigkeit	0-150%	0-200%	0-200%	20-100%	25-120%
Wasserstoff	Ausgangsdruck	30 bar	50 bar	75 bar	1-36 bar
	Temperatur	50 °C	80 °C	80 °C	32 °C
	Feuchte	≤ 100%	≤ 100%	≤ 100%	≤ 100%

Tabelle 6-1: Technische Parameter zu den PEM- und AEL-Anlagen mit 5 MW und 100 MW

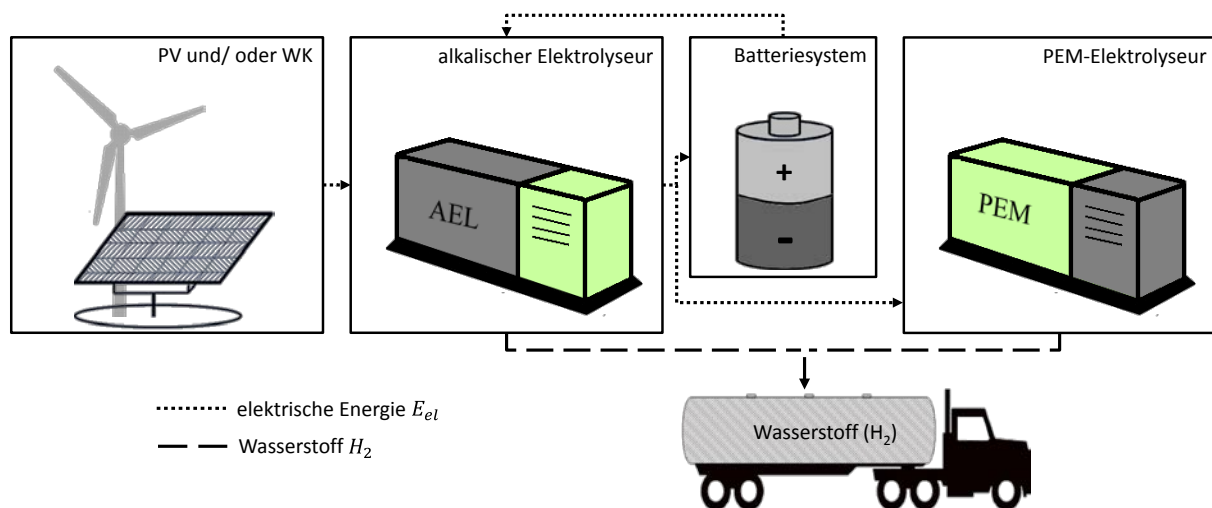


Abbildung 6-1: Szenario zur Untersuchung eines gekoppelten Betriebs von AEL und PEM [Specker13]

Bei der Lenkung der elektrischen Energie wird folgende Hierarchie vorgegeben:

1. Versorgung der AEL (zur Sicherstellung des Betriebsbereiches),
2. Aufladung der Batterie (zur Vorhaltung eines hohen Ladungszustands als Backup für die AEL),
3. Versorgung der PEM,
4. Abfrage, ob Batterieunterstützung für AEL notwendig ist.

Die Wirkungsgrade und Betriebsbereiche sind in Abbildung 6-2 dargestellt. Die AEL arbeitet im Bereich von 20-100% und besitzt keine Überlastfähigkeit, wohingegen die PEM von 0-150% einen breiten Einsatzbereich bietet.

Die Dimensionierung der Kapazität der Batterie hängt stark davon ab, welche Dauer an Ausfallzeiten überbrückt werden sollen. Dieser Ausfallzeit kann eine Wahrscheinlichkeit zugeordnet werden. Hier

wird deutlich, dass die notwendige Kapazität der Batterie mit dem Anteil der AEL am Gesamtsystem positiv linear korreliert.

Es wurden zwei Betriebsszenarien formuliert. Im Szenario A werden drei Lastbeaufschlagungen generiert:

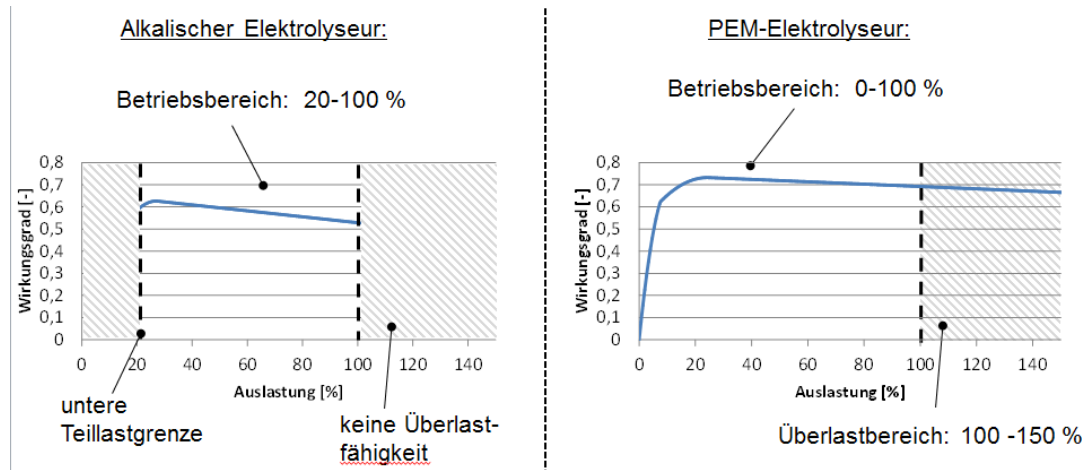


Abbildung 6-2: Betriebsbereiche und ihre zugehörigen Wirkungsgrade von AEL und PEM [Specker13]

- A1 entspricht 100% PV, 0% WK (PV/WK = 100/0),
- A2 entspricht PV/WK = 50/50 und
- A3 ist PV/WK 0/100.

PV/WK wird also vorgegeben, um hieraus die Anteile von AEL (n_{AEL}) und PEM (n_{PEM}) zu bestimmen und den höchsten Wirkungsgrad zu ermitteln.

Im Szenario B werden zwei EL-Anlagen für unterschiedliche PV/WK-Verhältnisse untersucht:

- $n_{AEL}, n_{PEM} = 25\%, 75\%$ (zur Vereinfachung: AEL/PEM = 25/75)
- $n_{AEL}, n_{PEM} = 75\%, 25\%$ (zur Vereinfachung: AEL/PEM = 75/25)

AEL/PEM wird vorgegeben, um eine Einschätzung für das optimale Verhältnis PV/WK bei höchstem Wirkungsgrad zu bekommen.

Szenario A

Zur Herleitung der Wirkungsgradverläufe wird neben der absoluten Wasserstoffproduktion der einzelnen Lastbeaufschlagungen auch die Energieverteilung zwischen den Elektrolyseuren sowie die tatsächliche Nutzung der Energie durch die Elektrolyseure beleuchtet. Mit Hilfe dieser Betrachtungen wird anschließend der Einzelwirkungsgrad des AEL bzw. PEM gemäß Lastbereich ermittelt, um dann mit einer gewichteten Multiplikation den Gesamtwirkungsgrad zu errechnen. Der aus den Einzelwirkungsgraden berechnete Gesamtwirkungsgrad soll dem aus den Simulationsergebnissen entnommenen Wirkungsgrad gleich sein. Der durch die Simulation ermittelte Wirkungsgrad wird anhand der Gesamtwasserstoffmenge und der Gesamtenergiemenge bestimmt.

Die Ergebnisse der Simulationen sind in Abbildung 6-3 dargestellt. Man stellt fest, dass der Betrieb einer reinen PEM-Anlage unabhängig vom gewählten PV/WK den höchsten Wirkungsgrad aufzeigt. Dies liegt einerseits am höheren Wirkungsgrad des PEM im Vergleich zum AEL. Andererseits steigt zwar mit zunehmendem AEL-Anteil auch der Wirkungsgrad bei häufigerem Betrieb bei Nennleistung, jedoch nimmt im Gegenzug der Wirkungsgrad des PEM ab, da dieser nur noch im unteren

Lastbereich betrieben wird. Zusätzlich wird die AEL (gemäß hierarischer Lastverteilung) bevorzugt, woraus eine niedrigere Betriebsstundenzahl des PEM resultiert [Specker13].

Szenario B

Wird der Wirkungsgrad der Elektrolyseure einzeln betrachtet, kann gesagt werden, dass für die EL-Anlage AEL/PEM = 25/75 der Wirkungsgradverlauf des PEM relativ gleichbleibend ist, siehe Abbildung 6-4. Der Verlauf der AEL-Wirkungsgradkurve hingegen zeigt ein leichtes Maximum bei ausgeglichenen Energieversorgungsanteilen. Außerdem ist erkennbar, dass der Einfluss des AEL auf den Gesamtwirkungsgrad, aufgrund der höheren Energiezuteilung, wesentlich größer ist als der des PEM. Aus diesem Grund zeigt die Gesamtwirkungsgradkurve auch eine Annäherung an die AEL-Wirkungsgradkurve im Bereich zwischen 40-60% WK-Anteil. Bei der EL-Anlage AEL/PEM = 75/25 ist die PEM-Wirkungsgrad Kennlinie deutlich geprägt von den Überlastverlusten bei niedrigem WK-Anteil. Die in den AEL geleitete Energie ist allerdings so groß, dass der PEM fast keinen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad hat. Der AEL-Wirkungsgrad sowie dementsprechend auch der Gesamtwirkungsgrad, weisen bei ausgeglichenem Anteil von PV/WK ein leichtes Maximum auf, was auf den optimalen Betriebspunkt des AEL hindeutet, siehe Abbildung 6-4.

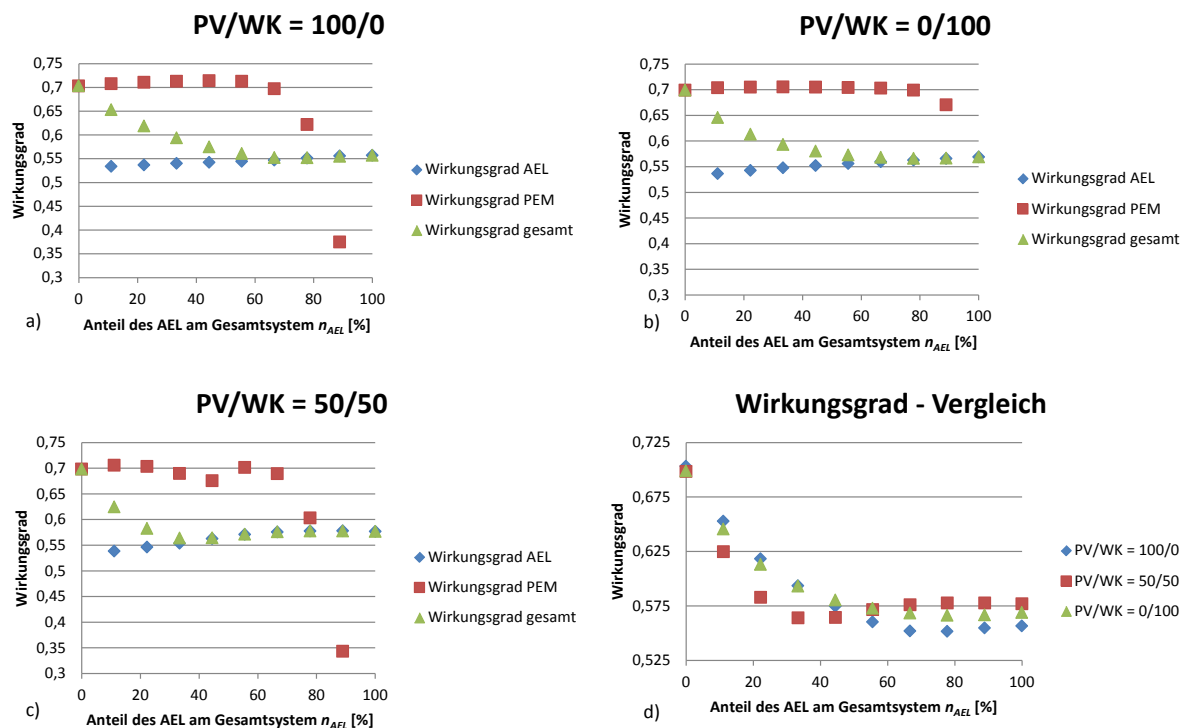


Abbildung 6-3: Szenario A: Einzelwirkungsgrad und Gesamtwirkungsgrad der jeweiligen Lastbeaufschlagungen PV/WK im Überblick [Specker13]

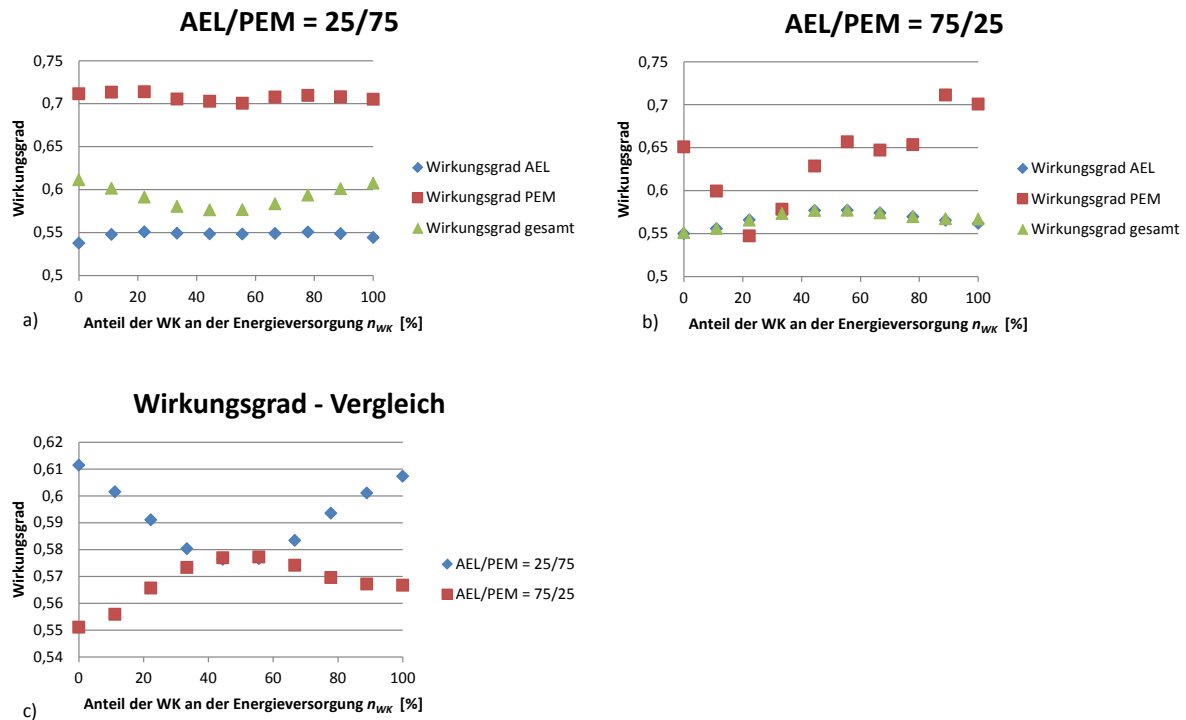


Abbildung 6-4: Szenario B: Einzelwirkungsgrad und Gesamtwirkungsgrad abhängig vom Verhältnis PV/WK im Überblick [Specker13]

Der Gesamtwirkungsgrad hängt maßgeblich von der Last ab, die sich gemäß PV/WK einstellt, weil der AEL-Anteil die Energiezufuhr zum PEM beeinflusst. Erst wenn der AEL ausreichend mit Energie versorgt ist, wird dem PEM Energie zugeteilt.

Für den Betrieb des AEL ist eine ausgeglichene Kombination von PV/WK vorteilhaft. Aufgrund des im Vergleich zum PEM geringeren Wirkungsgrads wirkt sich dieser für den AEL vorteilhafte Betriebspunkt bei einer EL-Anlage bestehend aus AEL und PEM negativ auf den Gesamtwirkungsgrad aus [Specker13].

Fazit

Eine Kopplung von AEL und PEM wird in den untersuchten Szenarien, bei denen ausschließlich die Stromversorgung direkt aus PV und WK erfolgt, nicht empfohlen. Die höheren Wirkungsgrade des PEM sowie der nach unten beschränkte Teillastbereich des AEL führen aus technischer Betrachtung zu der Aussage, dass eine reine PEM-Anlage den höchsten Wirkungsgrad aufweist. Die Gründe sind wie folgt:

- keine Verluste im untersten Teillastbereich (< 20%),
- Abschaltung möglich,
- keine Vorhaltung einer Stromreserve (im Szenario: Batterie),

Folglich entfällt auch eine hierarchische Lastverteilung innerhalb der EL-Anlage.

6.2.2. Verdichter, Trockner, Regelstrecke

Vor Verdichtung des Wasserstoffs wird eine Trocknung empfohlen, um die zusätzliche Kompressionsarbeit für das Wasser einzusparen. Die Kompressionsarbeit des nassfeuchten Wasserstoffs ist proportional zum zu fördernden Volumenstrom. Es wird davon ausgegangen, dass

das Wasserstoffgas direkt am Ausgang der Elektrolyse zu 100% feucht ist, also maximal mit Wasser beladen ist. Die Volumen-Anteile des Wassers im Wasserstoffgas hängen von Druck und Temperatur ab, siehe Tabelle 6-2. Mit höherem Druck nimmt die Wassermenge im Wasserstoffgas ab, mit steigender Temperatur nimmt sie zu. Entsprechend der Werte in Tabelle 6-2 ist festzuhalten, dass eine Trocknung direkt nach der EL-Anlage nur bei der AEL-Anlage mit einem Ausgangsdruck von ca. 1 bar sinnvoll ist, um ca. 5 Vol.% des geförderten Volumenstromes abzuscheiden. Bei der PEM-Anlage beträgt der Wasseranteil stets < 1 Vol.%, der zusätzlich geförderte Wasser-Volumenstrom fällt sehr gering aus.

Eine Trocknung nach Auslagerung aus der Kaverne ist vorzusehen, da je nach Verweildauer des Wasserstoffs dieser sich mit Wasser aus dem Kavernensumpf anreichert. Als Trocknungstechnologie wird die Adsorptionstrocknung empfohlen, da bei der Absorptionstrocknung mit Glykol, welche bei der Trocknung von Erdgas eingesetzt wird, Unreinheiten in den Wasserstoff einträgt eingetragen und keine ausreichende Trocknung erzielt werden kann. Der Adsorptionstrockner besteht aus zwei parallelen Strängen. Während durch das eine Adsorptionsbett der feuchte Wasserstoff strömt, kann aus dem gesättigten Adsorptionsbett mittels Heißgas das aufgenommene Wasser ausgetrieben werden. Der Wirkungsgrad liegt bei 99,8% [NOW14].

Druck / Temperatur	32 °C	50 °C	80 °C
1,013 bar	4,93 Vol.%	13,89 Vol.%	88,05 Vol.%
30 bar	0,16 Vol.%	0,42 Vol.%	1,63 Vol.%
50 bar	0,10 Vol.%	0,26 Vol.%	0,99 Vol.%
70 bar	0,07 Vol.%	0,19 Vol.%	0,71 Vol.%

Tabelle 6-2: Volumenanteile von Wasser im Wasserstoff von 32-80 °C und 1,013-70 bar bei einer relativen Feuchte von 100%

Bei heute betriebenen Kavernen zur Wasserstoffspeicherung in den USA und UK werden (mehrstufige) Kolbenverdichter eingesetzt. Das Gas wird nach dem Verdrängerprinzip komprimiert. Es wird in einem Volumen gekapselt, verdichtet und wieder ausgestoßen. Diese Verdichter arbeiten zyklisch, haben geringe Volumenströme und hohe Druckverhältnisse. Die Kompressorstation in Spindletop (USA) besteht aus 3-stufigen Kompressoren der Fa. Ariel, in Moss Bluff (USA) werden mehrstufige, elektrisch betriebene, nicht ölfreie Kompressoren eingesetzt. Mehrstufige Kompressoren zur Förderung von ca. 10 t/h Wasserstoff lassen etwa sechs Schaltspiele pro Stunde zu [Atlas14].

In Zukunft könnten ionische Verdichter die Kolbenverdichter ersetzen, weil sie einen geringeren mechanischen Verschleiß, niedrigeren Kühlbedarf und geringere Energieverluste haben [NOW14]. Bei diesen Kompressoren wird anstelle eines beweglichen Kolbens eine bewegliche Flüssigkeitssäule zum Verdichten des Gases genutzt, die durch eine Pumpe auf- und ab bewegt wird (isotherm arbeitender Verdrängungskompressor), der durch eine ionische Flüssigkeit (im Arbeitsbereich flüssige organische Salze) die bei der Verdichtung entstehende Wärme im Inneren abführt. Diese speziell an den konkreten Einsatzzweck angepasste Flüssigkeit kann gleichzeitig das Gas(-gemisch) von Aerosolen, Schwebeteilchen oder anderen Partikeln reinigen und ist in der Lage, Bestandteile aus Gasgemischen selektiv zu absorbieren. Die Flüssigkeit ist in zwei Kolben miteinander verbunden. Während die Flüssigkeitssäule in dem einen Zylinder steigt, sinkt sie im anderen Zylinder. Außer der Pumpe für das Umwälzen der Flüssigkeit liegen keine bewegten Teile vor. Daher wird erwartet, dass höhere

Schaltspiele pro Stunde möglich sind. Durch den Einsatz ionischer Verdichter und einer Adsorptionstrocknungsanlage können Verunreinigungen des Wasserstoffs ausgeschlossen werden.

Durch die Verdichtung soll der aus dem Elektrolysesystem austretende Wasserstoff auf den maximalen Kavernendruck von 180 bar komprimiert werden. Für die Stufung wird ein maximales Verdichtungsverhältnis von 1 : 3 angenommen. Der Verdichterwirkungsgrad beträgt je Stufe 98% [NOW14]. In Tabelle 6-3 sind die technischen Parameter zur Verdichtung angegeben.

Die Regelstrecke am Ausgang der EL-Anlage bzw. nach der Druckreduzierung aus der Kaverne beinhaltet die Gasmessung bzgl. Volumenstroms (Mengenmessung), Druck, Temperatur, Feuchte, und Qualitätsmessung. Aus Gründen der Betriebssicherheit wird für die Druckreduzierung eine zweisträngige Ausführung empfohlen [NOW14]. Bei Bauteilen zur Gasmengenmessung und Brennwertbestimmung muss eine Eignung für den Wasserstoffbetrieb noch untersucht werden [DBI13].

Elektrolyseanlage	Ausgangsdruck	Druckverhältnis	Stufung	Wirkungsgrad
PEM, 5 MW low	30 bar	1 : 6	2-stufig	96%
PEM, 100 MW medium	50 bar	1 : 3,6	2-stufig (1-stufig mgl.)	96% (98%)
PEM, 100 MW high	75 bar	1 : 2,4	1-stufig	98%
Alkali, 5 MW und 100 MW	1 bar	1 : 180 (1. Stufe: 36 bar)	3-stufig	94%

Tabelle 6-3: Technische Parameter zur Verdichtung des Wasserstoffs

Als Umschaltzeit zwischen Ein- und Auslagerung von 10 Minuten wird angenommen [NOW14]. Dies entspricht gleichzeitig der maximalen Anzahl an Wechselspielen (6 h^{-1}) für Kolbenkompressoren.

Nachfolgende Tabelle 6-4 gibt eine Abschätzung der Wirkungsgrade entlang der Wasserstoffkette von der Herstellung durch Elektrolyse bis zur Auslagerung aus der Kaverne an. Nach Auslagerung stehen von der in die Elektrolyse investierten elektrischen Energie noch 74-87% bei der PEM und 77,9% bei der AEL zur Verfügung.

Prozesskette	Wirkungsgrad	Kumulierter Wirkungsgrad	
		PEM	AEL
1. Elektrolyse	78-90%	78-90%	84%
2. Einlagerung <i>Trocknung (nur AEL)</i> <i>Verdichtung</i>	93,8-97,8% 99,8% 94-98%	74,9-88%	78,8%
3. Vorhaltung in der Kaverne (Diffusionsverluste)	99%	74,1-87,1%	78,0%
4. Auslagerung <i>Trocknung</i>	99,8% 99,8%	74,0-87,0%	77,9%

Tabelle 6-4: Abschätzung der Wirkungsgrade entlang der Wasserstoffkette

6.2.3. Kaverne

Die grundsätzliche Machbarkeit der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen ist durch die Betriebszeit von Anlagen in den USA und England nachgewiesen. Diese Kavernen halten Wasserstoff für die petrochemische Industrie vor. Der Wasserstoff stammt gleichzeitig aus der petrochemischen

Industrie. Ein- und Auslagerung sind bedarfsorientiert. In Deutschland liegen Salzkavernen mit einem geometrischen Volumen zwischen 300.000 und 850.000 m³ vor.

Als Modell-Kaverne in Deutschland wird mit einem geometrischen Volumen von 500.000 m³ angenommen, siehe auch [NOW14]. Der Betriebsdruck beträgt 58-175 bar für 1.000 m Teufe des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour. Je tiefer die Kaverne liegt, desto höher der max. mögliche Betriebsdruck und desto höher die Speichergasmenge.

Hieraus berechnet sich eine Arbeitsgasmenge von 4.000 t Wasserstoff (= 44,5 Mio. Nm³ bei 175 bar). Dies entspricht einer Speicherdichte von rd. 8,0 kg H₂/m³. Die Kissengasmenge beträgt 2.350 t. Die Gesamt-Wasserstoffmenge in der Modell-Kaverne beträgt folglich 6.350 t (= 70,6 Mio. Nm³). Der konservative Ansatz eines 1%igen Diffusionsverlusts der Fa. Air Liquide für die Kaverne Spindletop wird hier übernommen. Dabei wird die Verweildauer des Wasserstoffs in der Kaverne nicht berücksichtigt.

Die maximale Druckänderungsrate in der Kaverne wird mit 8-10 bar/d angegeben und resultiert aus gebirgsmechanischen Forderungen nach Stabilität in Salzgestein. Hieraus ergibt sich eine maximale Einlagerungsrate von 10,5 t/h (ca. 117.000 Nm³/h) und eine maximale Auslagerungsrate von 13,5 t/h (ca. 150.000 Nm³/h). Zwischen Ein- und Auslagern sollte aus Gründen der thermodynamischen Stabilisierung und obertägigen Umschaltvorgänge ein Zeitraum von 10 Minuten liegen. Bei der Auslagerung liegt der Wasserstoff bei 30 °C und 175-185 bar vor. Je nach Dauer der Stillstandsphase erwärmt das umgebende Gebirge den Wasserstoff in der Kaverne (um rd. 10 K in 13 Tagen), was zu einem Druckanstieg (um 5 bar in 13 Tagen) führt. Hinsichtlich der Gasqualität wird keine Verminderung erwartet, da Salz inert gegenüber Wasserstoff ist. Lediglich der Solesumpf führt zu einer Befeuchtung des Wasserstoffs.

6.2.4. Technologien zur Rückverstromung

Die Rückverstromung von Wasserstoff ist über einen Wärmekraftprozess (Verbrennung) oder über einen elektrochemischen Prozess (Brennstoffzelle) denkbar. Es werden folgende Technologien berücksichtigt: Gasmotor, Gasturbine (GT), Gas-und-Dampfturbine (GuD), Brennstoffzelle (BSZ) und Hybridkraftwerk aus GT und BSZ. Die Wirkungsgrade sind [NOW14] entnommen. Somit kann die Wasserstoffkette um den Prozess Rückverstromung erweitert werden, siehe Tabelle 6-5. Es stehen von der in die Elektrolyse investierten elektrischen Energie 29,6-65,2% wieder als elektrische Energie zur Verfügung. Es werden die GuD und die Brennstoffzelle sowie eine Kombination aus beiden als effizienteste Technologien zur Rückverstromung angenommen und im Folgenden näher vorgestellt.

Prozesskette	Wirkungsgrad	kumulierter Wirkungsgrad	
		PEM	AEL
4. Auslagerung	99,8%	74,0-87,0%	77,9%
5. Rückverstromung	48,5-75%	29,6 – 65,2%	
Gasmotor	48,5%	35,9-42,2%	37,8%
GT	40%	29,6-34,8%	31,1%
GuD	60%	44,4-52,2%	46,7%
Brennstoffzelle	50-70%	37,0-60,9%	38,9-54,5%
SOFC-GT	75%	55,5-65,2%	58,4%

Tabelle 6-5: Abschätzung der Wirkungsgrade einschließlich Rückverstromung

- Rückverstromung durch Gas- und Dampfturbine (GuD)

Die unterschiedlichen Eigenschaften von Gas- und Dampfturbine lassen sich vorteilhaft im GuD-Prozess kombinieren, um den Wirkungsgrad der Gesamtanlage zu steigern.

Der Dampfturbine liegt der ideale Dampfkraftprozess nach Clausius-Rankine zugrunde. Im Dampferzeuger wird unter Zufuhr von Wärme (z.B. Verbrennung eines Brennstoffes) Wasser entlang seiner Siedelinie bis zum Sattedampfzustand erhitzt. Im Kondensator wird ein Teil der Wärme wieder abgeführt. Die Differenz zwischen zu- und abgeführter Wärme ist die in der Turbine umgesetzte Arbeit, von der ein kleiner Anteil zum Antrieb der Wasserpumpe genutzt wird. Es verbleibt die Kupplungsarbeit, welche an den Generator zur Stromerzeugung abgegeben wird. Die Dampfturbine arbeitet mit hohen Eingangsdrücken (> 100 bar) und sehr niedrigen Gegendrücken ($< 0,2$ bar). Die Eintrittstemperatur von ca. $550\text{ }^{\circ}\text{C}$ ermöglicht zusammen mit hohen Drücken ein hohes Enthalpiegefälle, für dessen Abbau mehrere Turbinenstufen notwendig sind. Die Regelung ist sehr träge. Zusätzlich muss der Dampferzeuger bedacht werden. Aufwändige Maßnahmen sind vor dem Anfahren der Anlage erforderlich (langsames Anfahren des Dampferzeugers, Vorheizen der Turbinen). Dampferzeuger sollen wegen der empfindlichen Ausmauerung möglichst wenigen Lastschwankungen unterworfen werden. Dampfturbinen werden zur Zeit in sog. Einwellenanordnung bis ca. 1.300 MW gebaut. Der Wirkungsgrad bei einer 600 MW -Anlage liegt bei $40\text{--}47\%$ bei Eintrittstemperaturen von $400\text{--}600\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Der Gasturbine liegt der Joule-Prozess zugrunde. Die Umgebungsluft wird isentrop verdichtet. Bei gleichbleibendem Druck erfolgt in der Brennkammer einer Erhitzung von Umgebungsluft durch Verbrennung eines Brennstoffs. In einer nachgeschalteten Turbine expandiert das Gas wieder zum Umgebungsdruck. Die umgesetzte Arbeit ergibt sich aus der Differenz von zugeführter Wärme durch Verbrennung und abgeführter Wärme nach Expansion. Die Gasturbine wird mit einem Druckverhältnis von etwa $10 - 20$ betrieben. Die Temperaturen sind mit ca. $1.000\text{ }^{\circ}\text{C}$ wesentlich höher als bei der Dampfturbine. Trotzdem liegt das Enthalpiegefälle deutlich niedriger, was eine geringere Stufung nach sich zieht. Die Gasturbine kann in kurzer Zeit angefahren und schnell belastet werden. Sie eignet sich daher dort, wo schnelle Einsatzbereitschaft oder kurzfristige Abschaltung gefordert sind. Die Investitionskosten bezogen auf die Ausbauleistung ($\text{€}/\text{kW}$) liegen unter denen einer Dampfturbinenanlage. Gasturbinen werden zur Zeit bis über 200 MW gebaut. Der Wirkungsgrad bei einer 600 MW -Anlage liegt zwischen 27% und 37% bei Eintrittstemperaturen zwischen $800\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$. Die isentrope Verdichtung ist dabei die Hauptursache für den hohen Energiebedarf.

Beim GuD-Prozess ist der Gasturbine ein Abhitzeessel (sog. Abhitze-Dampferzeuger) nachgeschaltet, siehe Abbildung 6-5. Hier wird die Abwärme für den Dampferzeuger weiter genutzt. Eine Zusatzbefeuerung durch Erdgas ist notwendig, um die geforderte Temperatur von $400\text{--}600\text{ }^{\circ}\text{C}$ zu erreichen und halten. Dabei wird durch eine verbesserte Brennstoffnutzung ein Gesamtwirkungsgrad von $>60\%$ erreicht, z.B. aktuell die GuD SGT5-8000H der Fa. Siemens (375 MW , Kraftwerk Irsching 4 in Ingolstadt).

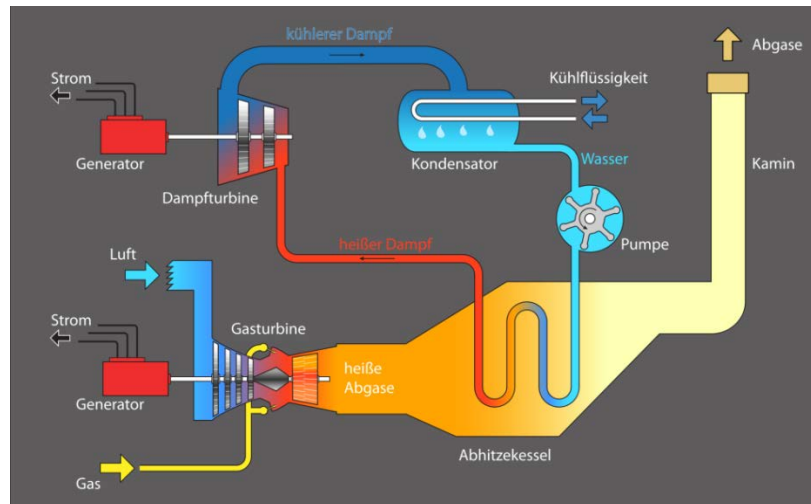


Abbildung 6-5: Arbeitsprinzip einer GuD [KWF14]

Bisher wurden für Erdgas ausgelegte Gasturbinen gewöhnlich bei Wasserstoffkonzentrationen von 1-3 Vol.% betrieben. Laborversuche an Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern der Fa. Siemens zeigen eine Verträglichkeit bis zu 9 Vol.%, weiterer Untersuchungsbedarf und Anpassung sind jedoch notwendig wegen der unterschiedlichen Flammengeschwindigkeiten (Erdgas: 0,43 m/s, Wasserstoff: 3,46 m/s) und Zündgrenzen (Erdgas: 5-15 Vol.% in Luft, Wasserstoff: 4,1-75 Vol.% in Luft). Eine Wasserstoffbeimischung führt zu höherem Volumenstrom bei äquivalenter Energie, daher sind marginale Leistungseinbußen in der Gasturbine zu erwarten [DBI11b]. Die Zusatzbefeuerung im Abhitze-Dampferzeuger bietet eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff als Brennstoff zu nutzen. Er wird direkt zusammen mit dem Erdgas verbrannt. Im Dauerbetrieb zeigen moderne Brenner eine Toleranz bis zu 50 Vol.%. Teilweise sind auch höhere Konzentrationen möglich, wie einzelne GT von General Electrics, Alstom und Siemens unter Beweis stellen, siehe Tabelle 6-6: Technische Parameter eines GuD-Kraftwerks (aus [NOW14])

Es erscheint nach [NOW14] realistisch, GT für den reinen Wasserstoffbetrieb zu erwarten. Aktuelle Entwicklungen zielen auf eine Erhöhung des zulässigen Wasserstoffanteils im Brenngas ab.

	GuD
Wirkungsgrad	58-61%
Betriebsstunden	24.000 – 41.000 Stunden
Technische Lebensdauer	20 – 30 Jahre
Anfahrzeit	> 30 Minuten (nur GT: 5-8 Minuten)

Tabelle 6-6: Technische Parameter eines GuD-Kraftwerks (aus [NOW14])

Projekt/Standort	GT, Modell	Wasserstoffanteil
BASF, Geismar, USA	MS6001B, 42,1 MW	≤ 80 Vol.%
Daesan, Südkorea	MS6001B, 42,1 MW	≤ 95 Vol.%
Antwerpen, Belgien	MS6001B, 42,1 MW	78 Vol.%
Donges, USA	GE10, 11,25 MW	76 Vol.%
Georgia Gulf, USA	MS7001EA, 85,4 MW	50 Vol.%
Vresova, Tschechien	MS9001E, 126,1 MW	46,8 Vol.%
Exxon Mobil, Singapur	MS6241EA, 90 MW	44,5 Vol.%
Alstom	GT11N2, 115 MW	≤ 50 Vol.%
Siemens	SGT5-2000E, 166 MW	≤ 50 Vol.%
General Electrics	9F-Syngas, 305 MW	25-100 Vol.%

Tabelle 6-7: Ausgewählte Gasturbinen mit Wasserstoffanteilen im Brenngas (aus [NOW14])

- Rückverstromung durch Brennstoffzelle

In der Brennstoffzelle wird der Wasserstoff zusammen mit Sauerstoff direkt in elektrische Energie umgewandelt. Strom- und Wärmeerzeugung unterliegen elektrochemischen Prozessen. Der Einsatz eines Generators wie bei einer Wärmekraftmaschine ist nicht notwendig. Daher lassen sich höhere Wirkungsgrade > 50% im Vergleich zu Wärmekraftmaschinen erzielen. Zentrale Bestandteile sind Anode, Kathode und ein Elektrolyt. In der Zelle wird wasserstoffhaltiges Gas an die Anode und Sauerstoff an die Kathode geleitet. Beide Gase werden durch Elektrolyten getrennt und dadurch an der direkten Knallgasreaktion gehindert. Elektronen und Wasserstoffionen werden freigesetzt. Beide Ionen verbinden sich an der jeweils anderen Elektrode unter Wärmeabgabe zu Wasser. Die freien Elektronen werden über einen äußeren Leiter abgeleitet und sind als elektrischer Strom nutzbar.

Im Bereich der Niedertemperaturbrennstoffzellen (< 200 °C) sind die alkalische, Direktmethanol- und Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle etabliert. Im Mitteltemperaturbereich (200-400 °C) ist die phosphorsaure Brennstoffzelle bekannt. Im Hochtemperaturbereich (500-1.000 °C) gibt es die Schmelzkarbonat- und Festoxid-Brennstoffzelle. Im Kontext der vorliegenden Studie werden die Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEFC – Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) und die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell) aufgrund von Verfügbarkeit, Entwicklungspotenzial und Wirkungsgrad näher betrachtet.

Die PEFC arbeitet bei Temperaturen von 70-90 °C. Sie dient als Fahrzeugantrieb oder Energieversorger einzelner Gebäude. Als Elektrolyt dient eine wenige zehntel Millimeter dünne Kunststoffmembran. Wirkungsgrade bei Nennleistung liegen bei 48-52% [NOW14]. Die SOFC arbeitet bei Temperaturen von 900-1.000 °C. Ein oxidkeramischer Elektrolyt wird zur Trennung der Gase eingesetzt. Wirkungsgrade bei Nennleistung liegen bei 60-70% [NOW14]. Sie können als Kraftwerke in Nahwärmenetzen eingesetzt werden. Diese kann mit einer Gasturbine, die ebenfalls bei hohen Temperaturen bis 1.000 °C arbeitet, kombiniert werden. Bei einer zusätzliche Wärmeausnutzung (Kraft-Wärme-Kopplung) lassen sich Wirkungsgrade > 70% erzielen. In Tabelle 6-8 sind die wesentlichen technischen Parameter für die PEFC und SOFC zusammengestellt.

Bei der PEFC kann durch Anreicherung der Kathodengasversorgung mit Sauerstoff ein der Wirkungsgrades erhöht werden. Bei auf ca. 50 Vol.% Sauerstoffanteil im Kathodengas kann bei mittleren Leistungsdichten von 600 mA/cm² eine Steigerung des Spannungswirkungsgrades von ca.

10% erzielt werden [Belz12]. Aus Gründen der Flexibilität und Redundanz sollte die PEFC-Anlage jedoch auf die Versorgung mit Luft ausgelegt werden.

	PEFC	SOFC
Wirkungsgrad	48-52% (50%)	60-70% (70%)
Betriebsstunden	20.000 – 40.000 Stunden	30.000 – 100.000 Stunden
Technische Lebensdauer	< 20 Jahre	< 20 Jahre
Anfahrzeit	< 10 Minuten	< 120 Minuten ab 20 °C < 15 Minuten ab 300 °C

Tabelle 6-8: Technische Parameter eines PEFC- und SOFC-Kraftwerks (aus [NOW14])

- Rückverstromung durch ein Hybrid-Kraftwerk aus SOFC und GT

Durch die Kombination einer GT mit einer SOFC zu einem Hybridkraftwerk (SOFC-GT) kann elektrische Energie hocheffizient bereitgestellt werden. Das System wird am DLR und an der Universität Stuttgart entwickelt. Mittels des Verdichters im Gasturbinenkreislauf wird die Prozessluft für die Brennstoffzelle komprimiert. Diese Druckaufladung dient der Erhöhung der elektrischen Leistung bei gleichem Brennstoffeinsatz in der SOFC. Zudem wird die komprimierte Luft im Rekuperator der GT auf ca. 600 °C vorgeheizt. Die Betriebstemperatur der mit Überdruck betriebenen SOFC liegt je nach Betriebspunkt bei 650-850 °C. Hierbei werden bis zu 850 °C heiße und wasserstoffhaltige Abgase produziert. Diese werden in einer speziell konzipierten Brennkammer umgesetzt, die durch Kombination mit einer herkömmlichen Brennkammerstufe auch mit Erdgas betrieben werden kann. Durch die erhöhte Eintrittstemperatur der Prozessluft in die Brennkammer der GT und den Wasserstoffgehalt muss im Vergleich zum klassischen GT-Kreislauf bedeutend weniger Brennstoff zugeführt werden. Um hierbei den höchsten Wirkungsgrad zu erreichen, sind die einzelnen Komponenten so abzustimmen, dass keine zusätzliche Brennstoffzugabe in die Brennkammer mehr erforderlich ist. Durch die Entspannung der Abgase in der nachgeschalteten Turbine auf Umgebungsdruck wird ein Generator betrieben, welcher zusätzlich zur SOFC elektrischen Strom produziert. Die für das System erwarteten Wirkungsgrade liegen vorerst bei ca. 60% und somit im Bereich moderner GuD. Künftig könnte der Wirkungsgrad bis 75% gesteigert werden [Huber14].

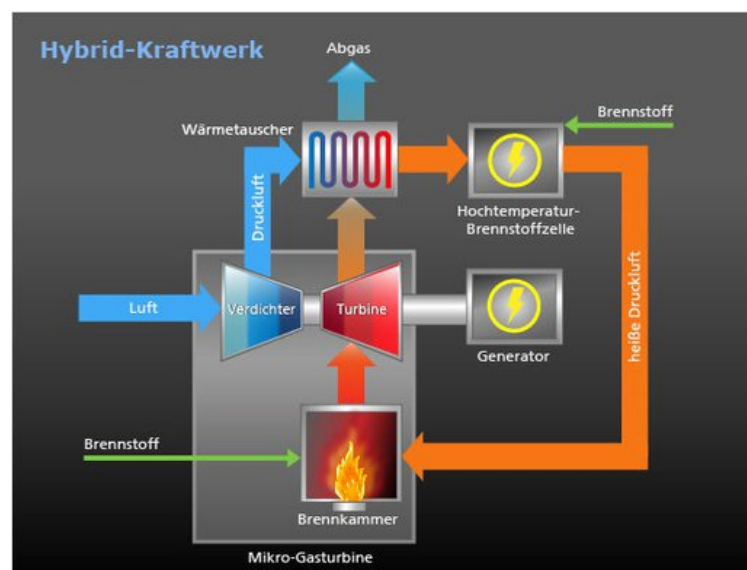


Abbildung 6-6: Arbeitsprinzip eines SOFC-GT-Kraftwerks [Huber14]

	SOFC-GT
Wirkungsgrad	60-75%
Betriebsstunden	keine Angaben
Technische Lebensdauer	keine Angaben
Anfahrzeit	keine Angaben

Tabelle 6-9: Technische Parameter eines PEFC- und SOFC-Kraftwerks aus [Huber14]

6.2.5. Synergetische Wärme-/Kältenutzung

Die nominellen Betriebstemperaturen der EL-Anlagen liegen bei 32-80 °C. Bei der Einlagerung des Wasserstoffs in die Kaverne erwärmt sich der Wasserstoff am Kavernenkopf je nach Füllstand in der Kaverne von ca. 22 °C auf ca. 48 °C, bei der Auslagerung treten am Kavernenkopf Temperaturen zwischen 12 °C und 38 °C auf. Bei einem maximalen Volumenstrom von 13,5 t/h und einer maximalen Temperaturdifferenz am Kavernenkopf von 26 K ergibt sich bei einer Wärmekapazität von Wasserstoff von 14.304 J/kg*K ein Wärmestrom von 1,39 MW_{th}. Der Umgang mit diesen Temperaturen bzw. Wärme-/Kühlleistungen ist technisch unkritisch.

Bei der Rückverstromung treten je nach Technologie unterschiedliche Temperaturen auf. Während die PEFC bis ca. 90 °C betrieben wird, sind bei GuD und SOFC Temperaturen von 600-1000 °C zu erwarten. Bei GuD und SOFC spielt aktive Kühlung im Thermalmanagement der Anlage eine wesentliche Rolle.

Überschüssige Wärme muss abgeführt werden (Kühlung) und kann gleichzeitig genutzt werden, um andere Komponenten zu erwärmen (Erwärmung). Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass Wärme

- beim Betrieb der EL-Anlage,
- im Verdichter,
- bei der Einlagerung des Wasserstoffs in die Kaverne und
- bei der Rückverstromung

entsteht, und Abkühlung bei der Auslagerung des Wasserstoffs aus der Kaverne auftritt.

Dabei ist der Betrieb der einzelnen Komponenten zu berücksichtigen: entweder sind EL-Anlage, Verdichter und die Einlagerung in die Kaverne in Betrieb, oder es wird Wasserstoff ausgelagert und Rückverstromung betrieben. Der mögliche und ggf. sinnvolle Erwärmungs- und Kühlbedarf sind jeweils in Tabelle 6-10 zusammengefasst.

Zur Berechnung der Abwärmeleistungen der ausgelegten PEM- und AEL-Anlagen wird der Stackwirkungsgrad bezogen auf den oberen Heizwert (HHV) herangezogen, siehe Tabelle 6-11.

Bei der Verdichtung werden die ausgelegten Leistungen und Wirkungsgrade für einen Massenstrom von 10,5 t/h Wasserstoff, siehe Tabelle 6-12, auf die tatsächlichen Massenströme der AEL- und PEM-Anlagen skaliert. In Tabelle 6-13 sind die Ergebnisse der anfallenden Abwärmeleistungen zusammengefasst. Dabei ist festzuhalten, dass selbst bei einer 3-stufigen Verdichtung von 2.131 kg/h Wasserstoff eine Abwärme von 0,263 MW_{th} anfällt. Dieser Wert stellt im Vergleich zu den Abwärmeleistungen, die in den EL-Anlagen auftreten, einen kleinen Anteil (max. 1,6%) dar. Daher wird hier keine Abwärmenutzung empfohlen.

	EL-/KAV-System	Rückverstromung
Erwärmung sinnvoll (Zufuhr von Wärme)	<ul style="list-style-type: none"> • Start-Up / Stand-By der EL-Anlage, evtl. im unteren Teillastbereich • Auslagerung (Entspannung des Wasserstoffs führt zur Abkühlung; je nach Kavernendruck liegt die Gastemperatur bei 12-38 °C am Kavernenkopf) 	<ul style="list-style-type: none"> • Start-Up / Stand-By der PEFC, GuD, insbesondere SOFC • Vorwärmung des Wasserstoffs nach Auslagerung
Kühlung notwendig (Abfuhr von Wärme)	<ul style="list-style-type: none"> • Nomineller Betrieb EL-Anlage • Überlastbetrieb (PEM) • Verdichter • Einlagerung (Kompression des Wasserstoffs führt zur Erwärmung des Wasserstoffs; je nach Kavernendruck liegt die Gastemperatur bei 22-48 °C am Kavernenkopf) 	<ul style="list-style-type: none"> • Nomineller Betrieb von PEFC, GuD, SOFC

Tabelle 6-10: Erwärmungs- und Kühlungsbedarf bei der Elektrolyse, an der Kaverne und bei der Rückverstromung

	Nennleistung	Wirkungsgrad	Abwärmeleistung	Massenstrom
PEM, 5 MW low	4,96 MW _{el}	78%	1,09 MW _{th}	95,4 kg/h
PEM, 100 MW medium	97,92 MW _{el}	87%	12,73 MW _{th}	2106 kg/h
PEM, 100 MW high	103,1 MW _{el}	90%	10,31 MW _{th}	2285 kg/h
AEL, 5 MW	5 MW _{el}	84%	0,8 MW _{th}	106,6 kg/h
AEL, 100 MW	100 MW _{el}	84%	16 MW _{th}	2131 kg/h

Tabelle 6-11: Maximale Abwärmeleistung und Massenströme der AEL- und PEM-Anlagen

Verdichtung	Nennleistung	Wirkungsgrad	Abwärme
1-stufig	7,2 MW _{el}	98%	0,14 MW _{th}
2-stufig	14,4 MW _{el}	96%	0,29 MW _{th}
3-stufig	21,6 MW _{el}	94%	0,43 MW _{th}

Tabelle 6-12: Abwärmeleistungen bei Verdichtung von 10,5 t Wasserstoff je Stunde (nach [NOW14])

	Stufung	Massenstrom	Abwärme
PEM, 5 MW low	2-stufig	95,4 kg/h	0,005 MW _{th}
PEM, 100 MW medium	2-stufig	2.106 kg/h	0,116 MW _{th}
PEM, 100 MW high	1-stufig	2.285 kg/h	0,031 MW _{th}
AEL, 5 MW	3-stufig	106,6 kg/h	0,013 MW _{th}
AEL, 100 MW	3-stufig	2.131 kg/h	0,263 MW _{th}

Tabelle 6-13: Abwärmeleistung bei Verdichtung der nominellen Wasserstoffmassenströme der AEL- und PEM-Anlagen

	Nennleistung	Wirkungsgrad	Abwärmeleistung
GuD	270 MW _{el}	60%	180 MW _{th}
PEFC	225 MW _{el}	50%	225 MW _{th}
SOFC	315 MW _{el}	70%	135 MW _{th}
SOFC-GT	337 MW _{el}	75%	113 MW _{th}

Tabelle 6-14: Nennleistung und Abwärme bei der Rückverstromung von 13,5 t Wasserstoff je Stunde

Bei einer maximalen Auslagerungsrate des Wasserstoffs von 13,5 t/h (also 450 MWh_{H₂}/h) ergeben sich die Nennleistungen von 225-337 MW_{el} für die Rückverstromung durch GuD, PEFC, SOFC und SOFC-GT.

Entsprechend der Festlegung des jeweiligen Wirkungsgrades errechnen sich Abwärmeleistungen von 113-225 MW_{th}.

Bei Vorwärmung des ausgelagerten Wasserstoffs, der anschließend der Rückverstromung zugeführt wird, müssen für die GuD und SOFC ca. 53 MW_{th} aufgebracht werden (max. Temperaturdifferenz von 988 K). Bei der PEFC sind es ca. 4,2 MW_{th} (max. Temperaturdifferenz von 78 K). Vergleicht man diesen konservativ berechneten Wärmebedarf mit den Abwärmeleistungen der EL- und Rückverstromungsanlagen, zeigt sich, dass im Betrieb der Rückverstromung die Abwärmeleistung ausreicht, um den ausgelagerten Wasserstoff zu erwärmen. Für Start-Up/Stand-By der Rückverstromung muss eine detaillierte Thermalanalyse vorgenommen werden, die entsprechend die Bedingungen vor Ort berücksichtigt, insbesondere die Strecken des Warentransports. Eine Temperaturhaltung (auf Betriebstemperatur oder darunter) könnte sinnvoll sein, um einen schnellen Betrieb (z.B. < 5 Minuten) der Rückverstromung zu ermöglichen, wenn die Rückverstromung als Sekundär-Regelleistungsreserve genutzt werden können soll.

Technologien-Auswahl

Für den Wärmetransport bzw. -austausch können konventionelle direkte und indirekte Wärmeübertrager eingesetzt werden. Zur Kälteerzeugung (Kühlung) eignen sich Absorptions- und Adsorptionskältemaschinen.

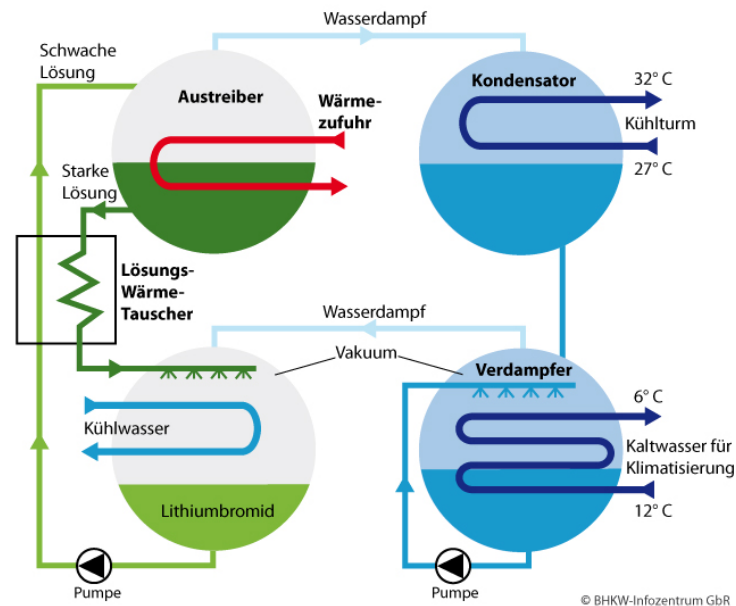


Abbildung 6-7: Arbeitsprinzip einer Absorptionskältemaschine [BHKW11]

Eine Absorptionskältemaschine ist als thermischer Verdichter zu verstehen, der es ermöglicht, mit dem Einsatz von Wärmeenergie, Kälte auf Basis eines Zweistoffsystems zu erzeugen. Dabei wird die eine Flüssigkeit von einer anderen absorbiert und wieder getrennt. Meistens ist es Lithiumbromid, das Wasser absorbiert oder Wasser, das Ammoniak absorbiert. Der absorbierte Stoff hat die Funktion des Kältemittels, während der andere Stoff als Lösungsmittel bezeichnet wird.

Die Stoffe werden in einem Austreiber voneinander getrennt, indem die Lösung erhitzt wird, siehe Abbildung 6-7. Das Kältemittel verdampft aufgrund der geringeren Verdampfungstemperatur zuerst. Der Dampf des Kältemittels wird durch einen Kondensator von den verdampften Lösungsresten befreit. Anschließend wird das Kältemittel in einem Verflüssiger abgekühlt und somit verflüssigt. Durch ein Regelventil wird das Kältemittel auf den, der gewünschten Temperatur entsprechenden, Verdampfungsdruck entspannt. Im Verdampfer selbst wird das Kältemittel unter Aufnahme der Umgebungswärme verdampft. Der Kältemitteldampf wird anschließend in den Absorber geleitet. Das Lösungsmittel wird nach der Trennung vom Kältemittel durch ein Ventil auf den Absorberdruck entspannt, abgekühlt und dem Absorber zugeführt. Dadurch ist es in der Lage, den Kältemitteldampf im Absorber aufzunehmen. Eine Lösungsmittelpumpe führt die angereicherte Lösung zurück zum Austreiber [BHKW14]. Heutzutage stehen Absorptionskältemaschinen mit einer Kühlleistung von bis zu $23 \text{ MW}_{\text{th}}$ zur Verfügung. Ein großtechnischer Einsatz im dreistelligen MW-Bereich ist aktuell nicht möglich.

Eine Adsorptionskältemaschine besteht aus zwei mit Sorptionsmittel gefüllten Arbeitskammern sowie einem Kondensator und einem Verdampfer. Als Sorptionsmittel wird Silicagel und als Kältemittel Wasser eingesetzt. Der Prozess ist diskontinuierlich und geschlossen. Das an das Silicagel angelagerte Wasser wird in der rechten Kammer unter Wärmezufuhr ausgetrieben, siehe Abbildung 6-8. Das Wasser wird dann im Kondensator verflüssigt und Wärme an das Kühlwasser abgeführt. Das Kondensat wird anschließend in den Verdampfer eingesprüht und bei starkem Unterdruck verdampft. Dabei wird Wärme aus dem Kaltwasser entnommen und dieses dabei auf die für die Klimaanlage erforderliche Temperatur abgekühlt. Im der linken Kammer wird der Wasserdampf nun adsorbiert und die entstehende Wärme an das Kühlwasser abgeführt. Bisher stehen

Adsorptionskältemaschinen mit einer Kühlleistung von bis zu 0,3 MW_{th} zur Verfügung. Ein großtechnischer Einsatz im zwei- bis dreistelligen MW-Bereich ist aktuell nicht möglich.

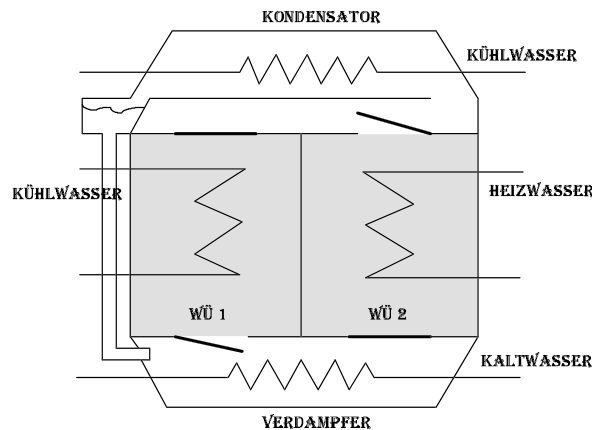


Abbildung 6-8: Arbeitsprinzip einer Adsorptionskältemaschine [Gassel14]

6.3. Nutzungsmöglichkeiten und Betriebsführungen

Wasserstoff kann in unterschiedlichen Bereichen eingesetzt werden. Eine ökonomische Bewertung wurde in Kapitel 1 vorgenommen, indem die erwarteten Wasserstoffgestehungskosten in den Jahren 2025 und 2050 den erwarteten Annuitäten je nach Einsatz verglichen wurden. Hieraus lässt sich folgende Reihenfolge ableiten:

1. Wasserstoff als Kraftstoff (Mobilität)
2. Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz (Wärme)
3. Wasserstoff in industriellen Prozessen
4. Wasserstoff zur Rückverstromung

In Tabelle 6-15: Übersicht zum Wasserstoffbedarf, Strombedarf und Regelleistungsbedarf von 2010-2050 Tabelle 6-15 ist eine Übersicht zum Wasserstoffbedarf gegeben. Dabei sind Mobilität, Industrie und Rückverstromung berücksichtigt. Der Bedarf im Jahr 2010 von 22,5 Mrd. Nm³ sinkt auf 20,9 Mrd. Nm³ im Jahr 2030, was auf den Rückgang des Bedarfs in den Raffinerien zurückzuführen ist, und steigt schließlich wieder im Jahr 2050 auf 44,55 Mrd. Nm³ durch eine hohe Nachfrage im Mobilitäts- und Rückverstromungsbereich. Eine Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz oder gar Substitution des Erdgases würde im Jahr 2050 zusätzlich einen Bedarf von 56 Mrd. Nm³ verursachen.

Die installierte Leistung der intermittierenden EE aus Photovoltaik und Wind wird von 75 GW im Jahr 2015, auf 128 GW im Jahr 2030 und auf 150 GW im Jahr 2050 ansteigen [BMU11]. Die Studie [dena14] geht im Rahmen des Netzentwicklungsplans „Strom 2013“ für das Jahr 2033 sogar von einer installierten Leistung von 156 GW aus. Dies führt zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung (RL). Eine Abschätzung des Bedarfs für Sekundär-RL (SRL) und Minuten-RL (MRL) ist in Tabelle 6-16 aufgeführt. Eine Prognose für das Jahr 2050 ist derzeit nicht verfügbar.

Eine Anlage bestehend aus Elektrolyse, Kaverne und Rückverstromung kann sowohl negative als auch positive RL bereitstellen:

- Nutzung als negative Regelleistung bei Leistungsüberschuss durch Zuschaltung Elektrolyse,
- Nutzung als positive Regelleistung bei Leistungsdefizit durch Zuschaltung der Rückverstromung oder Abschaltung der Elektrolyse-Anlage (Stand-By).

	2010	2015	2030	2050	Quelle
Wasserstoff-Bedarf gesamt (Mrd. Nm³)	<u>22,5</u>	<u>19,3</u>	<u>20,9</u>	<u>100,55</u> (44,55 ohne Wärme)	[BMU11, NOW14, eigene]
Mobilität (Mrd. Nm³) <i>davon Individualverkehr</i>	0,0*	0,1*	5,6 3,0 (1,8 Mio. FCEV)	22,4 18,0 (11 Mio. FCEV)	
Erdgasnetz, Wärme (Mrd. Nm³)	0	0	0	56	
Industrie (Mrd. Nm³)	22,5	19,2	18,3	15,0	[Öko14]
<i>Ammoniak</i>	7,5	6,5	6,6	6,6	
<i>Methanol</i>	3,5	4,2	4,1	4,0	
<i>Raffinerien</i>	9,5	8,3	4,6	1,4	
<i>Sonstige</i>	2,0	2,0*	3,0*	3,0*	*Annahme
Rückverstromung (Mrd. Nm³)	0	0	0	7,15	
Überschuss-Strom aus EE, ohne Wasserstoff und anderen Flexibilitätsoptionen	0	0	3,57 TWh _{el}	27,83 TWh _{el}	siehe Kap. 5
Strom-Bedarf Rückverstromung (Stromaufnahme durch Elektrolyse), ohne Regelleistungsfunktion	0	0	0	21,45 TWh _{el} (= 7,15 Mrd. Nm ³)	siehe Kap. 5

Tabelle 6-15: Übersicht zum Wasserstoffbedarf, Strombedarf und Regelleistungsbedarf von 2010-2050

	2011	2020	2030	2050
+SRL	+2100 MW		+2900 MW	keine Angaben
-SRL	-2100 MW		-2200 MW	
+MRL	+2100 MW		+3950 MW	
-MRL	-2500 MW		-4200 MW	
+ (SRL + MRL)		+4.180 MW		
- (SRL + MRL)		-3.317 MW		

Tabelle 6-16: Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs nach [dena14]

Bei der Rückverstromung ist zwischen der dezentralen (lokalen) Rückverstromung direkt vor Ort und der zentraler Rückverstromung an einem anderen Ort zu unterscheiden. Im zentralen Fall wird der Wasserstoff z.B. durch das Erdgasleitungsnetz an andere Stellen transportiert wird. Hier kann eine multifunktionale Nutzung des eingespeisten Wasserstoffs in das Erdgasnetz erfolgen (Wärme und Strom).

Je nach Anwendungsfall bestehen unterschiedliche Reinheitsanforderungen an den Wasserstoff, siehe Tabelle 6-17.

Anwendungen von Wasserstoff	Reinheitsgrad
gasförmig	
Allgemeine industrielle Anwendungen	3.5 - 4.0
Brenn-/Kraftstoff	4.0 - 4.5
Halbleiterindustrie, Analytik	5.0
flüssig	
Industrielle Anwendungen als Brenn- und Treibstoff	4.5
Hochreine industrielle Anwendungen	5.7
Halbleiterindustrie	5.0

Tabelle 6-17: Reinheitsanforderungen für verschiedene Anwendungen

6.3.1. Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor

Der Kraftstoffverbrauch lag im Jahr 2010 im Personenverkehr bei 46.172 Mio. Litern (69%) und im Güterverkehr bei 21.091 Mio. Litern (31%) [UBA14]. Eine Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Verkehrssektor ist in Tabelle 6-18 gegeben. Mit der steigenden Anzahl von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV – Fuel Cell Electrical Vehicle) nimmt der Wasserstoffbedarf ebenfalls zu. Es wird erwartet, dass im Jahr 2030 5,6 Mrd. Nm³ und im Jahr 2050 22,4 Mrd. Nm³ Wasserstoff für die Mobilität eingesetzt werden.

Die Reinheitsanforderungen an den Wasserstoff liegen je nach Anwendung zwischen 99,95% und 99,9997%. Für FCEV wird die Wasserstoff-Mindestreinheit in SAE-J2719 und ISO/PDTS 14687-2 zu 99,99% (Reinheitsgrad 4.0) definiert. Die Gesamtverunreinigungen dürfen 100 ppmv (bzw. 100000 ppb) nicht überschreiten. Eine Einzelübersicht findet sich in Tabelle 6-19 Wasserstoff-Tankstellen können direkt mit einer EL-Anlage gebaut werden, um den Wasserstoff vor Ort zu produzieren. In diesem dezentralen Fall wird durchschnittlich mit einer EL-Leistungsaufnahme von 3-4 MW je nach Standort gerechnet, siehe Kapitel 5. Hierfür können als erste Abschätzung die ausgelegte PEM- und AEL-Anlage mit einer Leistungsaufnahme von 5 MW herangezogen werden. Eine weitere Möglichkeit

der Wasserstoffversorgung ist der Transport von Wasserstoff von einer max. 200 km entfernten Speicherstätte (z.B. einer Kaverne) über eine Pipeline, per Trailer oder ggf. Schiff.

	2010	2015	2030	2050	Quelle
Mobilität (Mrd. Nm ³)	0,0*	0,1*	5,6	22,4	[BMU11]
davon Individualverkehr			3,0 (1,8 Mio. FCEV)	18,0 (11 Mio. FCEV)	

Tabelle 6-18: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in der Mobilität 2010-2050

O ₂	H ₂ O	CO	He	Ar	CO ₂	THC	Partikel
5 ppm	5 ppm	0,1 ppm	300 ppm	100 ppm	2 ppm	2 ppm	1 mg/kg

Tabelle 6-19: Höchstwerte für Verunreinigungen im Wasserstoff für den Verkehr (nach [Linde10])

6.3.2. Nutzung von Wasserstoff im Erdgasnetz

Wasserstoff könnte langfristig Erdgas vollständig substituieren oder als Ausgangsstoff für EE-Methan dienen. Eine Übersicht über den Absatz von Erdgas in Deutschland in den Jahren 2003 und 2013 gibt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW14], siehe Abbildung 6-9. Haushalte und Industrie stellen die größten Verbraucher mit 75% (2003) bzw. 70% (2013) dar. Ein leichter Zuwachs ist bei Versorgungskraftwerken (+3%) und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (+2%) festzustellen. Der größere Einsatz von Gaskraftwerken wird hier auch durch die zunehmenden intermittierenden EE-Strommengen deutlich. Kurzfristig werden – insbesondere als RL-Reserve – Gaskraftwerke zugeschaltet, um fehlende Leistungen im Stromnetz auszugleichen.

Aus dem Szenario 2011A der Leitstudie [BMU2011] ist zu entnehmen, dass ein deutlicher Ausbau der KWK und der zukünftige Bedarf von Gas für GuD-Kraftwerke bis 2025 zu einem Anstieg des Erdgasverbrauchs im Stromsektor auf 320 TWh/a (1150 PJ/a) führen werden. Wegen des parallelen Rückgangs im Raumwärmebereich bleibt die Gesamtnachfrage etwa konstant. Ab 2040 wird Erdgas bis auf den Bedarf in gasbefeuerten Kondensationskraftwerken (GT und GuD) vorwiegend nur noch in KWK-Anlagen und im industriellen Prozesswärmebereich eingesetzt. Im Jahr 2050 hat sich der Erdgasbedarf gegenüber heute auf etwa 167 TWh/a (600 PJ/a) halbiert [BMU2011].

Um den Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 zur Wärmeerzeugung abzuschätzen, wird davon ausgegangen, dass angelehnt an die Werte vom Jahr 2013 im Jahr 2050 ebenfalls 37% des Erdgases für Fernwärme und Haushalte verwendet werden. Dieser Anteil könnte durch Wasserstoff ersetzt werden. Hieraus resultiert – bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff 3,0 kWh/Nm³ – ein Wasserstoffbedarf von 56 Mrd. Nm³.

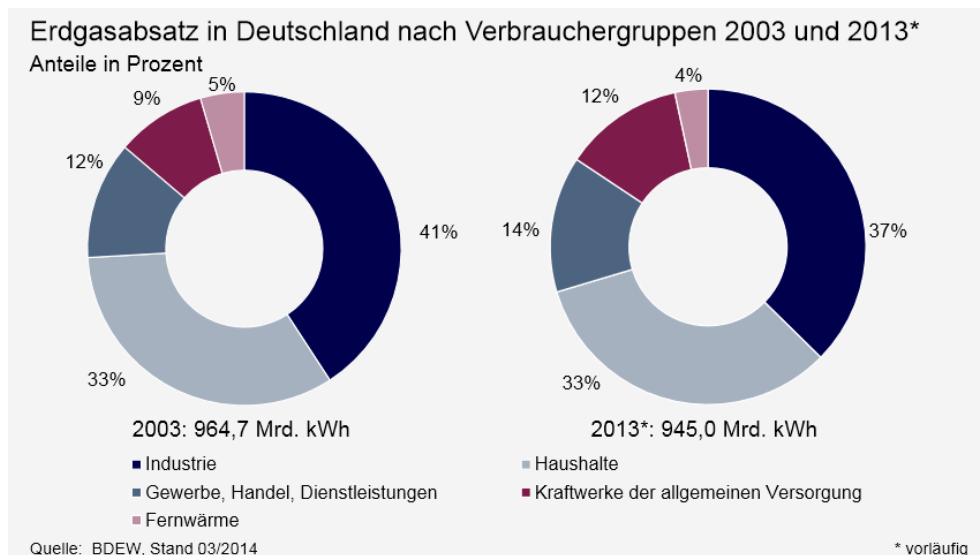


Abbildung 6-9: Erdgasabsatz in Deutschland nach Verbrauchergruppen in den Jahren 2003 und 2013 [BDEW14]

Neben der Stromerzeugung wird Erdgas auch in Brennern zur Wärmeerzeugung, in Erdgas-Fahrzeugen sowie in der Material- und chemischen Industrie eingesetzt. Zur Verträglichkeit von Wasserstoff in diesen Komponenten wird auf Kapitel 6.3.2 verwiesen. Zusätzlich wird die Infrastruktur, also das Erdgasnetz, diesbezüglich betrachtet.

6.3.3. Nutzung von Wasserstoff bei industriellen Großabnehmern

Der weltweite jährliche Verbrauch von Wasserstoff wurde im Jahr 2003 auf 500 - 600 Mrd. Nm^3/a und im Jahr 2011 auf 900 Mrd. Nm^3 geschätzt. Dies entsprach im Jahr 2003 ca. 1,5 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs und ist damit aus energetischer Sicht vernachlässigbar. In den nächsten Jahren ist mit einem stetig steigenden Wasserstoffbedarf zu rechnen [NOW11]. Als Ursache sind der steigende Bedarf an Raffinerieprodukten (höherer Bedarf an Wasserstoff für Entschwefelung von Diesel und Benzin), Zunahme der schweren Rohölfraktionen und damit sinkender Wasserstoff-Anteil in der Fraktion sowie verstärkte Aktivitäten in den Bereichen Ölsandaufbereitung und Kohlevergasung, für die große Mengen Wasserstoff benötigt werden, zu nennen.

Ein Drittel des weltweit produzierten Wasserstoffs wird für die Ammoniak-Herstellung verwendet, gefolgt von dem Einsatz in der Mineralölindustrie zur Herstellung bzw. Veredelung von Kraftstoffen. Ammoniak dient überwiegend zur Herstellung von Düngemitteln (> 80%), Harnstoffharzen, und Salpetersäure (Sprengstoffe, Hydrazin, Amine für Farbstoffe, etc.) benötigt. Kleinere Mengen an Wasserstoff werden in der Halbleiterindustrie, der Metallurgie, der Fetthärtung, der Direktreduktion von Eisenerz und der Pharmazie benötigt.

Ferner findet Wasserstoff Verwendung in der Schmuckindustrie, beim Schweißen, in Kraftwerksanlagen und im Laborbereich. Mit ca. 90% wird der überwiegende Anteil direkt vor Ort erzeugt, derzeit über Dampfreformierung von Erdgas. Der industrielle Wasserstoffbedarf für die Jahre 2010, 2015, 2030 und 2050 ist in Tabelle 6-20 zusammengefasst.

In Tabelle 6-21 sind industrielle Abnehmer und die Einsatzbereiche des Wasserstoffs näher erläutert. In den nächsten 10-20 Jahren werden aufgrund des starken zunehmenden globalen Energiebedarfs der Bedarf an Erdöl- und Gasprodukten und folglich der Bedarf an Wasserstoff für die Mineralölindustrie steigen [Praxair11], insbesondere zur Herstellung hochwertiger Treibstoffe.

Bereits zwischen den Jahren 2009 und 2015 wird ein Zuwachs in diesem Bereich um 80 Mrd. Nm³ von ca. 300 auf 380 Mrd. Nm³ Wasserstoff im Jahr erwartet.

	2010	2015	2030	2050	Quelle
Industrie (Mrd. Nm ³)	22,5	19,2	18,3	15,0	[Öko14]
<i>Ammoniak</i>	7,5	6,5	6,6	6,6	
<i>Methanol</i>	3,5	4,2	4,1	4,0	
<i>Raffinerien</i>	9,5	8,3	4,6	1,4	
<i>Sonstige</i>	2,0	2,0*	3,0*	3,0*	* Annahme

Tabelle 6-20: Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs 2010-2050

Abnehmer	Einsatzbereich
Mineralölindustrie, Raffinerien	<ul style="list-style-type: none"> o Entschwefelung der Erdöl-Fractionen („Hydrotreating“ oder „Hydrofining“), insbesondere zur Herstellung hochwertiger Benzine
Chemische, pharmazeutische und Lebensmittel-Industrie	<ul style="list-style-type: none"> o Herstellung von Ammoniak, Naphthalin, Säuren und Basen o Herstellung von Aldehyden und Ketonen aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff o Herstellung von hochfesten Kunststoffen wie Polyethylen und Polypropylen o Herstellung von Alkohol aus Aldehyden und Ketonen durch Reduktion von Wasserstoff in Anwesenheit eines Katalysators o Die Herstellung von Chlorkohlenwasserstoff o Herstellung von synthetischem Erdgas („Methanisierung“) o Methanolsynthese o Sorbitolproduktion (Zuckeraustauschstoffe) o Hydrierung von Kohle (Kohleverflüssigung) bzw. Koks zu Benzin, Heizöl, Toluol, Xylol und Benzolen o Hydrierung von Ölen und Fetten
Metallindustrie	<ul style="list-style-type: none"> o Schutzgas in Eisen und Stahlverarbeitung (bei Eisenmetallen) o N₂/H₂-Atmosphäre beim Glühen bzw. bei Wärmebehandlung o zum Reduzieren und zur Oxidationsvermeidung bei der Gewinnung von Wolfram, Molybdän und Magnesium o Herstellung von Formteilen und Werkzeugen (Pulvermetallurgie) o Plasmaschneiden und –schweißen, Löten und Schweißen (auch WIG-Schweißen hochlegierter Werkstoffe) unter Schutzgasatmosphäre, Argon-Wasserstoff-Mischgas, Stahlschneiden (H₂/O₂-Mischgas)
Glas- und Quarzindustrie	<ul style="list-style-type: none"> o Herstellung von Flachglas („Floatglas“): Wasserstoff und Stickstoff als Abdeckung von Zinnbädern o Glasindustrie: Brenngas in Verbindung mit Sauerstoff zum Schmelzen und Schneiden von Quarz
Elektronik- und Halbleiterindustrie	<ul style="list-style-type: none"> o Hartlöten zur Herstellung von Vakuum-Röhren sowie Lampen und Keramik-Metall-Verbindungen o Brenngas-Sauerstoff-Gemisch zur Herstellung und Versiegelung von Glasröhren o Transportgas für Diffusionsprozesse und als Reaktionsgas mit O₂ zur Erzeugung von Wasserdampf bei Feuchtoxidation o Herstellung von Glasfasern o Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen o Herstellung von dotierten Halbleitern
Auftriebsgas für Luftschiffe	<ul style="list-style-type: none"> o Wetterballons
Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> o als Brennstoff in GT, BSZ, Gasmotoren
Tankstellen, Automobile	<ul style="list-style-type: none"> o Brennstoffzellenfahrzeuge, Gasmotoren

Tabelle 6-21: Industrielle Abnehmer und Einsatzbereiche für Wasserstoff (nach [Airpro14, Hydro14, NOW11])

6.3.4. Nutzung zur Rückverstromung im Allgemeinen

Bis zum Jahr 2030 wird noch kein Bedarf an Wasserstoff zur Rückverstromung erwartet. Mit dem weiteren Zubau von WK- und PV-Anlagen wird der Bedarf der Speicherung und Rückverstromung zunehmen. Es ist anzunehmen, dass im Jahr 2050 21,45 TWh_{el} von EL-Anlagen aufgenommen werden müssen und folglich 7,15 Mrd. Nm³ zur Rückverstromung verwendet werden.

	2010	2015	2030	2050
Stromaufnahme durch Elektrolyse zur anschließenden Rückverstromung	0	0	0	21.450 GWh _{el} (= 7,15 Mrd. Nm ³)

Tabelle 6-22: Wasserstoffbedarf und Energiebedarf für die Rückverstromung 2010-2050

Dabei ist grundsätzlich zwischen einer lokalen (dezentralen) Rückverstromung direkt vor Ort und einer zentralen Rückverstromung an einer anderen Stelle, wofür der Wasserstoff z.B. durch das Erdgasleitungsnetz transportiert werden muss, zu unterscheiden. Im lokalen Fall wird eine für die EL- und Kavernen-Anlage dimensionierte GuD oder BSZ-Anlage gebaut, während im zentralen Fall der Wasserstoff direkt oder nach einer Methanisierung in Form von EE-Methan dem Erdgasnetz zugeleitet wird. Die Rückverstromung findet schließlich in einem im größeren Umkreis gelegenen GuD oder BSZ-Kraftwerk statt.

Im Jahr 2030 bzw. 2050 werden noch 58 GW_{el} bzw. 31 GW_{el} an Bruttoleistung von fossilen Kraftwerken installiert sein (Szenario 2011 A [BMU11]). Würde man diese Leistungen durch BSZ-Kraftwerke ersetzen, lässt sich hieraus ein Wasserstoffbedarf berechnen. Berechnungsgrundlage sind ein Gesamtwirkungsgrad des BSZ-Anlage von 50% (70%) und der untere Heizwert von 3,0 kWh/Nm³. Hieraus ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 133 Mrd. Nm³ (95 Mrd. Nm³) bei ca. 3.450 Volllaststunden im Jahr 2030 bzw. von 53 Mrd. Nm³ (37 Mrd. Nm³) bei ca. 2580 Volllaststunden im Jahr 2050. Dies würde den Gesamtbedarf (einschließlich Wärme) um 37-53% erhöhen. Eine ökonomische Bewertung und Machbarkeit wäre hier noch vorzunehmen.

	2030	2050
Bruttostromerzeugung	200.000 GWh/a	80.000 GWh/a
Installierte Bruttoleistung von fossilen Kraftwerken zur Stromerzeugung	58 GW	31 GW
Wasserstoffbedarf bei Ersatz der installierten Bruttoleistung		
PEFC (50%)	133 Mrd. Nm ³	53 Mrd. Nm ³
SOFC (70%)	95 Mrd. Nm ³	37 Mrd. Nm ³

Tabelle 6-23: Stromerzeugung und Kraftwerksleistung fossiler Kraftwerke (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl, KWK fossil), Szenario 2011 A [BMU11]

6.3.5. Nutzung als Regelleistung

Im gesamten Stromnetz muss in jedem Augenblick so viel Strom erzeugt werden, wie Strom verbraucht wird. Die Einzelverbräuche schwanken sehr stark (Tag/Nacht, Wochenende, Jahreszeiten), in der Summe über sehr viele Verbraucher ergibt sich jedoch ein Mittelwert, der sich sehr gut prognostizieren lässt. Regelleistung (RL) ist ein Teil der Ausgleichsleistungen im Stromnetz, die im Rahmen der Bereitstellung von Energie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt werden (§3 EnWG). Die Bereitschaft bzw. Vorhaltung wird über den Leistungspreis (€/MW) verrechnet. Der Begriff Regelenenergie wird für die Energie verwendet, welche die Übertragungsnetzbetreiber zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen tatsächlich einkaufen und über den Arbeitspreis (€/MWh) vergüten.

Europa ist über ein großes Verbundnetz (sog. UCTE) verknüpft. Im gesamteuropäischen Netz gibt es 350 GW an Kraftwerksleistung, davon 115 GW in Deutschland. Für die Netzstabilisierung muss Deutschland eine Leistung von 7 GW bereitstellen. Das europäische Netz zerfällt in Teilnetze, für dessen Gleichgewicht jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in seinem Teil des Netzes verantwortlich ist. Die deutschen ÜNB (RWE, E.on, EnBW und Vattenfall) haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in ihrer Regelzone ständig aufrecht zu erhalten.

Jeder ÜNB plant den Einsatz seiner Kraftwerke entsprechend der erwarteten Verbräuche. Dazu kann er Kern- und Kohlekraftwerke einsetzen, die langsam reagieren und meist ohne Unterbrechung Tag und Nacht arbeiten, so genannte Grundlast. Die kurzfristigen Schwankungen werden durch reaktionsschnelle Kraftwerke (Gas, Öl) abgedeckt. Die Momentanreserve beträgt ca. 3 GW. Die gesamte Erzeugung in einem Netz ist die Summe der Einsatzplanung von sehr vielen Kraftwerken, die in ihrer Summe etwa die vorhergesagte Leistung bereitstellen.

Die enge Zusammenarbeit zwischen den ÜNB trägt dazu bei, den Gesamtbedarf an Regelleistung möglichst niedrig zu halten. Seit dem Jahr 2001 beschaffen die deutschen ÜNB ihren RL-Bedarf auf einem Markt entsprechend den Vorgaben des Bundeskartellamtes [BKar05] und der Bundesnetzagentur. Vorschläge zur Anpassung auf den Zubau fluktuierender EE wurden in der Studie der Deutsche Energie-Agentur GmbH [dena14] erarbeitet.

Zur Wahrnehmung dieser Aufgabe benötigen die ÜNB Regelleistung in verschiedenen Qualitäten, die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden [NEXT14, Regel14]:

- **Primärregelleistung** (PRL, volle Verfügbarkeit innerhalb von 30 s, Mindestangebotsgröße +/- 1 MW): Beim Ausfall eines Kraftwerks oder bei einem unerwarteten Verbrauchsanstieg ist das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch kurzzeitig gestört. Die Folge ist ein Ansteigen oder Absinken der Netzfrequenz. Darauf reagieren alle großen Kraftwerke (in Europa ca. 1.000 Stück) automatisch und unmittelbar: Beim Absinken der Frequenz wird die Leistung des Kraftwerks erhöht. Das Kraftwerk gibt bei sinkender Frequenz unmittelbar mehr Leistung ins Netz. Die Frequenz wird so bei $50 \pm 0,2$ Hz aufrechterhalten. Innerhalb von Europa gibt es 3 GW Primärreserve, davon 0,76 GW in Deutschland. Heute werden vor allem hydraulische (z.B. Pumpspeicher-Kraftwerke) und thermische Kraftwerke sowie vereinzelt Großbatterien eingesetzt.
- **Sekundärreserve** (SRL, volle Verfügbarkeit innerhalb von 5 Minuten, Mindestangebotsgröße 5 MW): Innerhalb von 30 s wird die Primärregelung durch Aktivierung der Sekundärreserve abgelöst. Das sind schnell anlaufende Kraftwerke, z.B. Pumpspeicher-KW oder Gasturbinen. Diese Kraftwerke werden vollautomatisch gestartet.
- **Minutenreserve** (MRL, volle Verfügbarkeit innerhalb von 15 Minuten, Mindestangebotsgröße 5 MW): Nach 15 Minuten wird die Sekundärreserve durch manuelle Zuschaltung der Minutenreserve abgelöst. Diese wiederum wird nach 60 Minuten durch die Stundenreserve abgelöst.

Die erforderliche Menge dieser Regelreserven richtet sich nach Prognoseunsicherheiten (wahrscheinlichkeitstheoretischen Modelle), dem grundsätzlichen Rauschen der Netzlast sowie technischen Unsicherheiten wie KW-Ausfällen in der jeweiligen Regelzone. Die Schwankungen der Windenergieleistungen zum Beispiel sind sehr gut prognostizierbar. Eine Stunde im Voraus lässt sich die Windleistung mit einer Genauigkeit von 97,5% prognostizieren. Das lässt genügend Zeit, um den Einsatzplan der anderen Kraftwerke auf das Angebot von Windkraftstrom anzupassen [NEXT14].

Mit dem weiteren Zubau fluktuierender EE steigt der absolute Prognosefehler. Als Folge ist mit stark fluktuierendem RL-Bedarf zu rechnen [dena14], siehe Abbildung 6-10. Der Bedarf an MRL wird bis zum Jahr 2030 stark zunehmen (negativ: +70%, positiv: +90%), bei der SRL ist eine moderate Zunahme zu erwarten (negativ: +10%, positiv: +40%). Die Dimensionierung der PRL orientiert sich an dem Gesamtbedarf des synchronisierten Netzgebietes von +/- 3.000 MW und wird jährlich angepasst [dena14]. Eine Prognose für die Jahre 2030 und 2050 ist derzeit nicht verfügbar.

Laut Monitoring-Bericht 2013 der Bundesnetzagentur betrug im Jahr 2012 die abgerufene Energiemenge

- in der negativen SRL 2,7 TWh und in der positiven SRL 2,1 TWh
- (Kosten für Leistungs- und Arbeitspreis: 267,07 Mio. €), In der
- in der negativen MRL 629 GWh und in der positiven MRL 558 GWh
- (Kosten für Leistungs- und Arbeitspreis: 67,43 Mio. €).

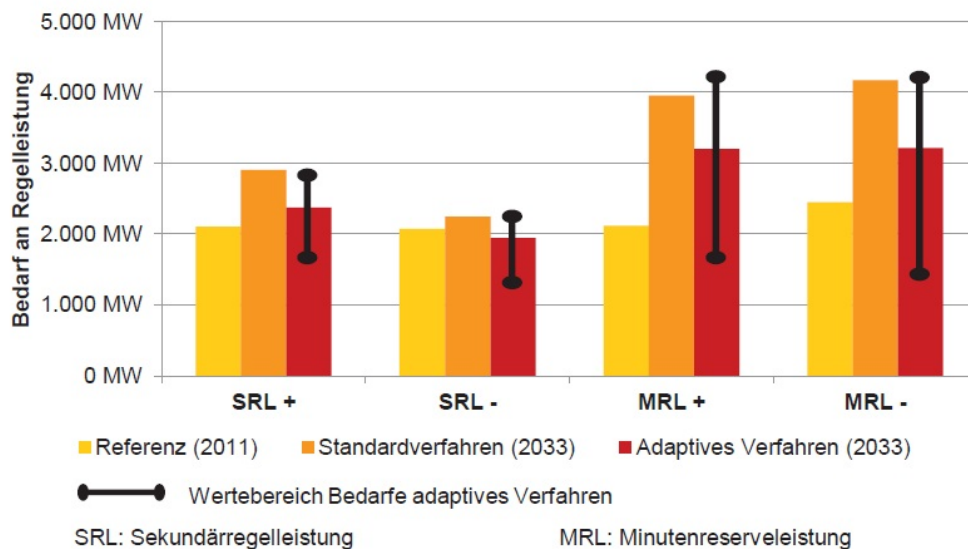


Abbildung 6-10: Abschätzung des Regelleistungsbedarfs im Jahr 2033 nach [dena14]

Eine Anlage bestehend aus Elektrolyse, Kaverne und Rückverstromung kann zusätzliche Einnahmen am Markt für SRL und MRL erzielen:

- Nutzung als negative RL bei Leistungsüberschuss durch Zuschaltung Elektrolyse,
- Nutzung als positive RL bei Leistungsdefizit durch Zuschaltung der Rückverstromung oder Abschaltung (Stand-By) der Elektrolyse-Anlage (schnell abschaltbare Last).

Hier wäre eine zeitlich begrenzte Überlastfähigkeit der EL-Anlage vorteilhaft. Auch eine vorübergehende Abschaltung zur Erfüllung einer positiven RL ist denkbar. In beiden Fällen ist die PEM gegenüber der AEL zu bevorzugen. Bei einer Rückverstromung ist festzuhalten, dass die BSZ sowohl SRL als auch MRL anbieten kann, da ein Anfahren innerhalb von 30 s möglich ist, wohingegen die GuD bei einer Anlaufzeit von 5-10 Minuten nach aktuellen Richtlinien des Abrufs nur MRL bereitstellen kann.

Die Vergütung der Lasten erfolgt nach Stand im Februar 2014 nach einem monatlichen Leistungspreis von 2.500 €/MW und einem Arbeitspreis von 100-400 €/MWh [dena14]. Der Regelleistungsmarkt unterliegt starken Preisschwankungen, obwohl der RL-Bedarf nur mäßig zunimmt oder teilweise stagniert, siehe Tabelle 6-24. Am Beispiel des Monats Mai eines Jahres sind in Tabelle 6-25 und Tabelle 6-26 der Leistungs- und Arbeitspreis angegeben. Für negative RL wurden im Mai 2014 für SRL 128-479 €/MW bezahlt, während für MRL 4-222 €/MW in Einzelfälle bis 1000 €/MW erzielt werden konnten.

Abgeleitet aus dieser punktuellen Betrachtung (Monat Mai 2010-2014) ist ein Rückgang bei -SRL und +SRL zu verzeichnen. Es wird jedoch eine Zunahme des Arbeitspreises beobachtet, der bei Abruf bezahlt wird. Bei Vorhaltung von MRL ist eine stagnierende bzw. leicht steigende Vergütung zu erkennen. Im Falle des Abrufs konnten ebenfalls im Jahr 2014 höhere Arbeitspreise erzielt werden als im Jahr 2010. Die sich entwickelnden Preis hängen insbesondere von den rechtlichen Rahmenbedingungen beim Tranchieren der Ausschreibungsmengen und den Prognosefehlern bei einem höheren EE-Anteil im Stromnetz ab. An einzelnen Tagen mit hohe EE-Anteil im Stromnetz wird zeitlich aufgelöst ein fast doppelt so hoher Bedarf an MRL bereits im Jahr 2030 verglichen mit dem heutigen Bedarf bestehen wird.

Durch Bereithaltung von RL können „geringe“ Einnahmen durch den Leistungspreis erzielt werden. „Höhere“ Vergütungen sind bei Inanspruchnahme des Arbeitspreises im Falle des Abrufs möglich. Die Häufigkeit für die Jahre 2030 bzw. 2050 werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Eine Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten durch das Anbieten von negativer RL ist grundsätzlich möglich, sollte aber vielmehr als optionale Investition beim Bau einer EL-Anlage mit Kavernenspeicher betrachtet werden. EL-Anlagen sind wegen ihrer nahezu konstant hohen Leistungsaufnahme als abschaltbare Last zu berücksichtigen [dena14]. Die technischen Anforderungen an die Lasten sind umfangreich, daher werden bereits heute dezentrale Anlagen gebündelt und als RL-Pools vermarktet, sie sich aus unterschiedlichen Einheiten wie z.B. Biogas-, Notstromaggregat-, steuerbaren WK- und PV-Anlagen sowie Wärmepumpen zusammensetzen. Hier sollte eine Integration einer EL-Anlage untersucht werden.

Regelleistung Jahr	SRL (Mitte Mai)	MRL (12.05.)
2010	-1.980 MW / +2.490 MW	-2.460 MW / +2.331 MW
2011	-2.085 MW / +2.138 MW	-2.538 MW / +2.469 MW
2012	-2.127 MW / +2.081 MW	-2.371 MW / +1.552 MW
2013	-2.095 MW / +2.136 MW	-2.423 MW / +2.434 MW
2014	-1.919 MW / +1.998 MW	-2.801 MW / +2.464 MW

Tabelle 6-24: RL-Bedarf Mitte Mai (SRL) bzw. am 12. Mai (MRL) eines Jahres von 2010-2014, Daten von [Regel14] (- negative RL, + positive RL)

Leistungspreis Jahr	SRL (Mitte Mai) [€/MW] neg. / pos. RL	MRL (12.05.) [€/MW] neg. / pos. RL
2010	463-17.989 / 3.488-5.617	12-99 / 0,2-150
2011	502-6.420 / 850-3.590	6-323 / 0-400
2012	288-8.864 / 30-347	14-300 / 0-300
2013	727-1.390 / 267-1.022	12-320 / 0-106
2014	128-479 / 216-1.478	4-222 (1.000) / 0-222 (1.000)

Tabelle 6-25: Leistungspreis für die Vorhaltung – Mitte Mai (SRL) bzw. am 12. Mai (MRL) eines Jahres von 2010-2014, Daten von [Regel14]

Arbeitspreis Jahr	SRL (Mitte Mai) [€/MWh] neg. / pos. RL	MRL (12.05.) [€/MWh] neg. / pos. RL
2010	≤ 120 / ≤ 300	≤ 300 / ≤ 1.925
2011	≤ 195 / ≤ 289	≤ 545 / ≤ 1.500
2012	≤ 500 / ≤ 600	≤ 1.536 / ≤ 1.400
2013	≤ 500 / ≤ 500	≤ 2.999 / ≤ 1.594
2014	≤ 6.488 / ≤ 5.888	≤ 15.000 / ≤ 5.000

Tabelle 6-26: Arbeitspreis bei Erfüllung – Mitte Mai (SRL) bzw. am 12. Mai (MRL) eines Jahres von 2010-2014, Daten von [Regel14]

6.3.6. Nutzung von Sauerstoff von industriellen Abnehmern

Sauerstoff wird heute durch das Lindeverfahren, also durch Zerlegung von Luft in seine Bestandteile, produziert. Sauerstoff wird gasförmig in Druckgasflaschen (weiße Flaschenschulter) oder tiefkalt verflüssigt (Siedepunkt: -183 °C) in vakuumisolierten Tanks gespeichert und transportiert. Heutige Verkaufspreise beim Endverbraucher liegen je nach Reinheit (Sauerstoff 3.5 bis 5.0) bei 1-17 €/kg. Dieser Preis deckt die Kosten für den Betrieb der Luftzerlegungsanlage, den Strombedarf, den Personalaufwand und den Transport [Linde14].

Sauerstoff wird zur Intensivierung von Verbrennungsvorgängen (reiner Sauerstoff oder Beimischung in die Luft), z.B. in der Stahlindustrie, bei autogenen Schweiß- und Schneidverfahren und bei Verbrennungsprozessen in Kraftwerken, zur Unterstützung von biologischen Prozessen, z.B. beim Abbau von Schadstoffen in Kläranlagen, und im Gesundheitsbereich (Beatmung, Lebensmittel) eingesetzt, siehe Tabelle 6-27.

Es ist fraglich, in welchem Umfang künftig Sauerstoff zur Verfügung stehen und zu welchen Strompreisen er erzeugt wird. Laut [Öko14] beträgt der Strombedarf für die Luftzerlegung ca. 310 kWh/t Sauerstoff. Bei einem Strompreis von 20 €/MWh betragen die kurzfristigen Grenzkosten der Luftzerlegung also 6,2 €/t Sauerstoff. Eine Studie nach [Sterner09] geht von einem Erlös von 70 €/t Sauerstoff aus, also dem Zehnfachen. Ist Sauerstoff im Überfluss vorhanden, ist ein niedriger Erlös anzusetzen. Eine direkte Verwendung des Sauerstoffs in einer angegliederten Brennstoffzellen-Anlage könnte hier jedoch Vorteile einbringen.

Abnehmer	Einsatzbereich
Luft- und Raumfahrt	○ Oxidationspartner im Zwei-Komponenten-Antrieb, kryogen
Materialbearbeitung	○ Plasma-, Laser- und Brennschneiden, teilw. in Schutzgasen beim Schweißen und Hartlöten (heiße und rußfreie Flamme)
Beschichtungen, Kunststoffefärbung, Laminatpapier	○ Herstellung von Titandioxid
Desinfektion	○ Herstellung von Ethylenoxid (als Desinfektionsmittel für Nahrungsmittel, organische Dämmstoffe, Textilfasern, medizinische Geräte)
Energiesektor	○ Carbon-Capture-Prozesse, Kohlenstoffbindung, Kessel und Prozessheizanlagen, industrielle Fermenter, Vergasungsprozesse ○ Effizientere Rückverstromung in der Brennstoffzelle durch Beimischung ins Kathodengas
Glasherstellung	○ effizientere Verbrennungsprozesse in Glasschmelzöfen und zur Reduzierung von NOX-Emissionen
Medizin, Gesundheitswesen, Lebensmittelindustrie	○ medizinischer Sauerstoff ○ Lebensmittel, Getränke ○ Tauchen
(Ab-)Wasserbehandlung	○ Minimierung von VOC-Emissionen ○ Geruchs- und Schaumbildung ○ Ausgangsstoff für Ozon-Erzeugung zur Desinfektion
Metallherstellung	○ Ersatzstoff, Anreicherung in Luft zur Herstellung von Roheisen und Stahl (hohe Temperaturen bei Verbrennung mit reinem Sauerstoff)
Pharmazie und Biotechnologie	○ Einsatz in Fermenter, Bioreaktoren
Herstellung von Papier & Zellstoff	○ oxidative Extraktion und Abwasseraufbereitung
Raffinerie	○ katalytisches Cracken und Schwefelrückgewinnung ○ Abwasseraufbereitung

Tabelle 6-27: Industrielle Abnehmer und Einsatzbereiche für Sauerstoff

6.4. Verträglichkeit von Wasserstoff im Erdgasnetz

Es ist zu unterscheiden, ob bei der Integration von EE-Strom ins Erdgasnetz die Aufwendung zur Einbindung *vor* dem Netz oder *im* Netz realisiert wird. Die Einbindung *vor* dem Netz bedeutet eine Umsetzung des Wasserstoffs in Methan durch die Sabatier-Reaktion ($4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$).

Die Einführung von EE-Methan wird im Zeithorizont bis zum Jahr 2030 kritisch gesehen, da in der chemischen Industrie in großem Umfang Wasserstoff aus Erdgas hergestellt wird. Hier ist eine direkte Versorgung mit EE-Wasserstoff vorzuziehen. Im Zeithorizont bis zum Jahr 2050 wird die Einführung von EE-Methan (insbesondere im Verkehrssektor) erst ab einem EE-Anteil von 80% bei der Bruttostromerzeugung gesehen [Öko14]. Die sogenannte Methanisierung des Wasserstoffs wird hier nicht weiter berücksichtigt. Es wird im Folgenden die direkte Verwertung von Wasserstoff betrachtet und die Verträglichkeit von Wasserstoff in bestehenden Erdgas-Technologien vorgestellt.

Bei der **Einbindung von Wasserstoff in das Erdgasnetz** ist der Einfluss auf

- das mechanische Verhalten von Materialien, welche dem wasserstoffangereicherten Erdgas ausgesetzt sind,
- die Zeitstandfestigkeit sowie
- die Verbrennungscharakteristik (Zündgrenze, Flammengeschwindigkeit)

zu berücksichtigen. Zusätzlich enthält das aus dem Erdgasnetz entnommene Gas eine erhöhte Wasserstoffkonzentration. Dies ist zu berücksichtigen, wenn Methan in industriellen Prozessen als Arbeits- und Prozessgas eingesetzt wird.

Die physikalischen und thermodynamischen Eigenschaften von Methan und Wasserstoff sind in nachfolgender Tabelle gegenübergestellt.

	Methan	Wasserstoff
Dichte (norm.)	0,717 kg/m ³	0,0899 kg/m ³
spez. Wärmekapazität (norm.)	2,165 kJ/(kg K)	14,05 kJ/(kg K)
Zündgrenze in Luft	5 – 15 Vol.%	4,1 – 75 Vol.%
Zündtemperatur	600 °C	560 °C
max. Flammengeschwindigkeit	0,43 m/s	3,46 m/s
Heizwert	9,97 kWh/m ³ 50,020 kJ/kg	2,99 kWh/m ³ 119,972 kJ/kg
Brennwert	11,04 kWh/m ³	3,54 kWh/m ³
Joule-Thompson-Effekt	0,4 K/bar	-0,03 K/bar
Dynam. Viskosität (200 bar, 50 °C)	0,018437 cP	0,00935 cP
Moleküldurchmesser	0,324 nm	0,276 nm
Farbe	farblos	Farblos
Toxizität	keine	Keine
Geruch	Merkaptan	Geruchlos
Diffusionskoeffizient	0,15 cm ² /s	0,61 cm ² /s
Flammentemperatur	2318 °C	2148 °C
Zündenergie	0,29 mJ	0,02 mJ

Tabelle 6-28: Eigenschaften von Methan und Wasserstoff (erweitert nach [DBI11])

Erdgas ist ein natürliches Gasmisch, welches zum Großteil aus Methan besteht. In Deutschland wird vorwiegend Erdgas aus der Nordsee und Russland verbraucht. Je nach Zusammensetzung werden zwei Typen Erdgas unterschieden: H-Gas (*high calorific*) mit hohem Energiegehalt und L-Gas (*low calorific*) mit niedrigem Energiegehalt. Die durchschnittlichen Zusammensetzungen sind [DBI11]:

H-Gas: 96% Methan, 2% Stickstoff, 1% CO₂, 1% KW

L-Gas: 88% Methan, 11% Stickstoff, 1% CO₂

Der Vergleich zum Stadtgas, welches bis zum Jahr 1990 noch verwendet wurde und in Kokereien anfällt, zeigt, dass der Wasserstoffanteil mit der Zumischung von Erdgas aus der Nordsee und Russland zunehmend abgenommen hat:

Jahr 1960: 18% Methan, 55% Wasserstoff

Jahr 1990: 25% Methan, 32% Wasserstoff

Der Wobbe-Index W ist ein Maß für die Charakterisierung Brenngasqualität und definiert als

$$W = \frac{H}{\sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}}} \quad (6-1)$$

mit dem Heizwert H , der Brenngasdichte ρ und der Dichte trockener Luft ρ_0 . Eine Wasserstoffbeimischung reduziert den Wobbe-Index und den Brennwert wegen der niedrigeren Dichte, siehe Abbildung 6-11. Am Beispiel für eine Wasserstoffkonzentration von 20 Vol.% wird deutlich, dass zwar der Heizwert um 14% sinkt, der Wobbe-Index jedoch nur um 5% aufgrund der deutlich niedrigeren Dichte des Wasserstoffs.

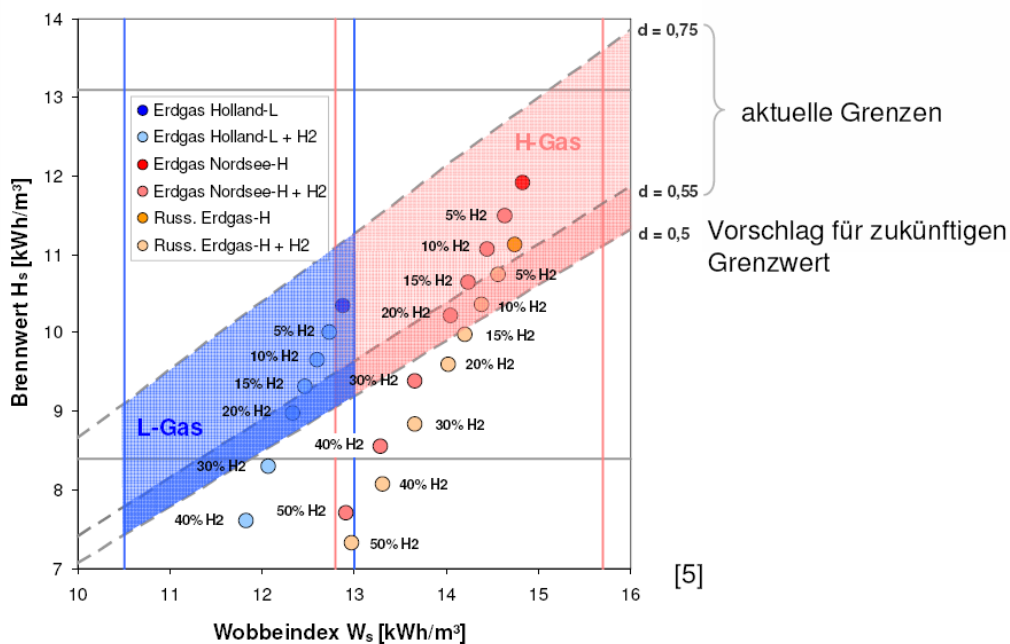


Abbildung 6-11: Veränderung des Brennwertes und des Wobbe-Index bei Zumischung von Wasserstoff in H- und L-Gas [DBI11b]

In einer Studie des DBI [DBI11] wird deutlich, dass mit einer zunehmenden Wasserstoffkonzentration in Methan der Brennwert des Gasgemisches sinkt. So reduziert sich der gespeicherte Energiegehalt in einer Kaverne von 500.000 m³ geometrischen Volumens von 11 GWh (100% Methan) auf 10,627 GWh (5% Wasserstoff, 95% Methan), 0,508 GWh (20% Wasserstoff, 80% Methan), 7,27 GWh (50% Wasserstoff, 50% Methan) bzw. 3,54 GWh bei reinem Wasserstoff. Diese Abnahme korreliert linear mit dem gespeicherten Wert des Gases. Im Vergleich zu reinem Erdgas geht folglich bei einer Wasserstoffkonzentration von 20 Vol.% der Energiegehalt um ca. 14% zurück.

6.4.1. Einfluss auf Erdgasleitungen

Das deutsche Erdgasleitungsnetz hat insgesamt eine Länge von mehr als 477.000 km [BMWi14]. Die Gasnetzinfrastruktur besteht aus Stahlrohr- und Kunststoffleitungen sowie Injektionsleitungen und Einspeiseanlagen. Bei einer Anreicherung von Wasserstoff sind diese Komponenten hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit zu prüfen.

- **Stahlrohrleitungen:**
Durch Wasserstoff kann ein beschleunigtes Risswachstum auftreten, insbesondere an Stellen kritischer Spannungszustände. Bruchinschnürung und -dehnung können herabgesetzt werden. Die Permeation ist annähernd Null. Stähle nach DIN EN 10208-2 zeigen hohe Resistenz gegenüber Wasserstoffkonzentrationen >20 Vol.%. Für den möglicherweise ablaufenden Schädigungsprozess ist die Dissoziation des molekularen, adsorbierten Wasserstoffs an der Metalloberfläche von besonderer Bedeutung, da dies einen Chemisorptionsvorgang voraussetzt, der nur an einer sauberen aktiven Oberfläche stattfinden kann, wie sie beispielsweise bei plastischer Verformung entsteht. Für die Praxis bedeutet dies, dass eine Dissoziation des Wasserstoffs an Stahloberflächen nur bei wechselnden Beanspruchungen mit der Folge plastischer Verformung an Kerben oder Risspitzen möglich ist. Beeinflusst wird die Wahrscheinlichkeit einer möglichen Schädigung z. B. durch Höhe und Art der Schwellbeanspruchung, Frequenz, Oberflächenrauigkeit (wachstumsfähige Keime), H₂-Druck, Temperatur und Festigkeit des Stahles [DWV11].
- **Kunststoffrohrleitungen:**
- keine Alterung, hohe Beständigkeit gegenüber Wasserstoff. Die erhöhte Permeation aufgrund des geringeren Moleküldurchmessers und der Einlagerungsfähigkeit in PE-Strukturen ist im Vergleich zu Stahlrohrleitungen sicherheitstechnisch unbedenklich.
- **Injektionsleitungen und Einspeiseanlagen:**
- Es sind wasserstoffgeeignete Gasdruckregel- und Messanlagen sowie Leitungen auszuwählen. Bei der Anwendung des DVGW-Regelwerks und der Auswahl geeigneter Werkstoffe ist bei niedrigen Wasserstoffkonzentrationen kein signifikant höheres Risiko gegenüber Erdgas zu erwarten. Bei Bauteilen zur Gasmengenmessung und Brennwertbestimmung (Gasdruckregel- und Messanlagen) muss eine Eignung für Wasserstoffbetrieb noch bestätigt werden.
- **Pipelinebrand:**
Ein Pipelinebrand zeigt nur geringe Unterschiede bei der Flammenlänge und den thermischen Eigenschaften. Wasserstoff reduziert den Massestrom und führt zu einer schnelleren Entspannung. Das Durchmischungsverhalten mit der Raumluft und die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion sowie deren Folgen sind bei Wasserstoffkonzentrationen <20 Vol.% vergleichbar mit dem Verhalten von Erdgas.

Als Fazit ist zu ziehen, dass Transport und Verteilung von Wasserstoff durch das Erdgasleitungsnetz aus technischer Sicht möglich sind. Der Einfluss von Wasserstoffkonzentrationen bis 20 Vol.% wird als technisch beherrschbar eingestuft. Anpassungen und Eignungsprüfungen sind vorzunehmen und in den technischen Regelwerken (DVGW) zu dokumentieren. Der gespeicherte Energiegehalt in einer Kaverne würde sich um 14% vermindern, die Brenngasqualität jedoch nur um 5%.

6.4.2. Einfluss auf Erdgasanwendungen

Erforderliche Voraussetzungen für die Verteilung von Wasserstoff im Erdgasnetz sind die Ableitung des Forschungsbedarfs und der Wirtschaftlichkeit, TechnolgieDemonstrationen, Überprüfung der technischen Regelwerke und Wege der Marktsensibilisierung [DBI11b]. Insbesondere ist die industrielle Erdgasverwendung zu untersuchen, weil bis heute keine Erfahrungen mit höheren Wasserstoffkonzentrationen vorliegen außer dort, wo Erdgas per Dampfreformierung zur Gewinnung

von Wasserstoff eingesetzt wird, z.B. bei der Ammoniak- und Methanolherstellung. Hier ist eine direkte Verwertung von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff sinnvoll [Öko14].

Das im Erdgas enthaltene Methan dient heute zur Wärmeerzeugung, als Treibstoff zum Betrieb von Gasmotoren und als Rohstoff für Synthesen in der chemischen Industrie. Wichtige Nutzer sind Gasturbinen in Kraftwerken, Brenner im Haushaltsbereich, Verbrennungsmotoren in Erdgas-Fahrzeuge, ebenso wird bei der Stahlherstellung, in der Glas-, Keramikindustrie, im Dampfkesselbereich und in der Metallurgie Erdgas eingesetzt.

- Gasturbinen (Kraftwerke):

Bisher wurden Gasturbinen bei Wasserstoffkonzentrationen von 1-3 Vol.% betrieben. Laborversuche mit Siemens Industriegasturbinen (Solar Turbines) zeigen eine Verträglichkeit bis zu 9 Vol.%. Insbesondere ist wegen der unterschiedlichen Flammgeschwindigkeit und Zündgrenze von Wasserstoff der Gasturbinenbetrieb anzupassen. Eine Wasserstoffbeimischung führt zu höherem Volumenstrom bei äquivalenter Energie.

Bei GuD-Kraftwerken werden schon bei geringen Wasserstoffkonzentrationen marginale Leistungseinbußen verzeichnet. Höhere Konzentrationen erfordern angepasste Brenner in den Gasturbinen [DBI11b].

Im Projekt Hychico wird aktuell eine Gasturbine (Jenbacher-GE JGC420 Genset, 1,4 MW) mit einem Erdgas-/Wasserstoff-Gemisch betrieben. Die Wasserstoffkonzentration reicht bis 42 Vol.%. Über Leistungseinbußen sind derzeit keine näheren Informationen erhältlich. Bei 42 Vol.% Wasserstoffanteil wird die NOX-Konzentration im Abgas um 58% reduziert [Hychico13].

Erfahrungen beim Betrieb mit wasserstoffhaltigen Brenngasen (> 50 Vol.%) liegen bei Alstom, Siemens und General Electrics vor [NOW14]. Die Gasturbinen liefern eine Leistung zwischen 11 und 126 MW.

- Brenner (Haushaltsbereich):

Im Dauerbetrieb zeigen moderne Brenner eine Toleranz bis zu 50 Vol.% (früher: Stadtgas bis zu 55 Vol.%). Ältere Brenner müssen geprüft werden. Wegen des verringerten Heizwerts kann es zur Leistungsreduktion kommen. Bei einer Zumischung von Wasserstoff im unteren bis mittleren einstelligen Prozentbereich werden bei den derzeit noch in Verwendung befindlichen älteren Gasendgeräten keine Komplikationen erwartet [DBI10].

Einen starken Zuwachs der Gasnutzung im Haushalt zeigt Abbildung 6-12 [BmWi14]. Während im Jahr 1995 nur 37,4% der deutschen Haushalte Gas zur Wärmeerzeugung nutzten, lag der Anteil im Jahr 2012 bei 49,2%, siehe Abbildung 6-12. Eine mäßige Steigerung ist noch zu erwarten. Kohle und Heizöl werden dabei immer stärker verdrängt, wohingegen Holz in modernen Pellet-Heizungen wieder verstärkt eingesetzt werden.

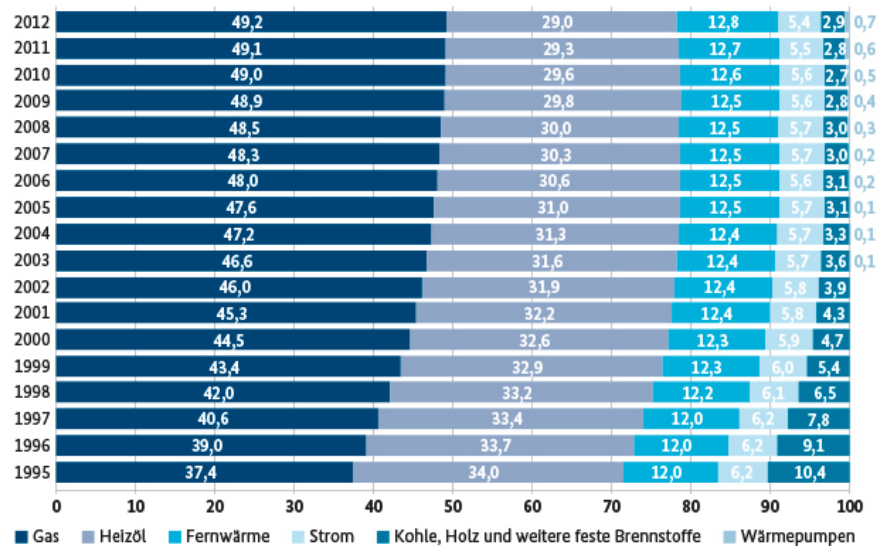


Abbildung 6-12: Entwicklung der Anteile von Wärmeerzeugungstechniken in deutschen Haushalten [BMWi14]

- Erdgas-Fahrzeuge:

Max. 2 Vol.% sind gemäß Kraftstoffnorm zulässig. Eine Wasserstoffzumischung senkt die Methanzahl, dennoch werden positive Effekte bei Feldtests [DBI12] berichtet. Anpassungsbedarf ist zu prüfen, insbesondere auch beim Entleeren und Befüllen von Tanks. Ein Wasserstoffgehalt bis 20 Vol.% im Erdgas wirkt sich positiv auf die Verbrennungseigenschaften aufgrund der erweiterten Zündgrenzen und der höheren Flammgeschwindigkeiten aus [DBI12].

Die Aufzeichnungen des Statistischen Bundesamtes bzw. des BDEW zeigen einen zunehmenden Erdgasabsatz im Verkehrssektor. Insbesondere zwischen den Jahren 2004 und 2009 konnte eine starke Zunahme (von 686 GWh auf 2.600 GWh) durch politische Förderinstrumente erreicht werden. Eine weitere Zunahme in diesem Bereich wird nur erwartet, wenn es weitere politische Anreize gibt – insbesondere bei der Nutzung von Wasserstoff – sowie die Preise für Benzin und Diesel kräftiger steigen als für Erdgas.

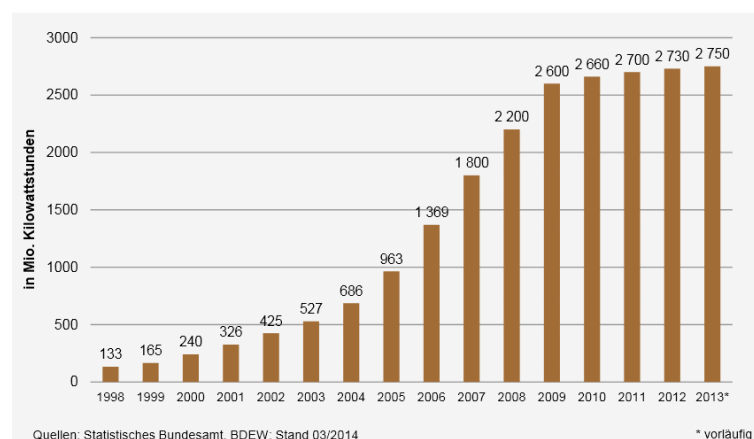


Abbildung 6-13: Entwicklung des Erdgasabsatzes im Verkehrssektor [BDEW14]

- **Stahlherstellung:**
Erdgas- oder Erdgasprodukte werden als Schutzgas zur Vermeidung von Oxidation des Materials eingesetzt. Eine Wasserstoffzumischung kann die für die Prozesse notwendigen Konzentrationen verschieben/verändern.
- **Glas-, Keramikindustrie, Metallurgie (z. B. Wärmebehandlungsöfen), Dampfkesselbereich:**
Aus gegenwärtiger Sicht müssen Schwankungen in der Gasbeschaffenheit besonders beachtet werden, da keine allgemeine Verträglichkeit vorausgesetzt werden kann.
- **Chemische Industrie:**
Methan ist ein wichtiges Ausgangsprodukt für technische Synthesen von Methanol, Ammoniak, Ethin, Blausäure, Schwefelkohlenstoff und Methylhalogeniden. Es dient als Ausgangspunkt für weitere organische Verbindungen. Es ist zu überprüfen, inwiefern bei der Synthesegaserzeugung (Kohlenmonoxid, Wasserstoff) auf das Kohlenmonoxid in der weiteren Prozesskette verzichtet werden kann. Hier könnte künftig eine zusätzliche Wasserstoffbeimengung vorteilhaft sein. Insbesondere bei Halogenalkanen wird der Wasserstoff, der zuvor aus dem Methan gewonnen wird, genutzt. Hier könnte auf eine Synthesegaserzeugung verzichtet werden. Weitere Studien sind hier erforderlich.

In Abbildung 6-14 ist die Wasserstoffverträglichkeit zusammengefasst, wie sie in der DBI-Studie [DBI13] erarbeitet wurde. Der notwendige F&E-Bedarf ist insbesondere bei Gasturbinen, Verdichtern, Porenspeichern, Verbrennungsmotoren und Dampfkesseln. Als anschließende Studie ist jene der Gas- und Umwelttechnik GmbH Projekt NATURALHY zu nennen [DBI11b]. Als Fazit ist zu ziehen, dass insbesondere bei industriellen Anwendungen, Erdgasspeichern und Gasanlagen noch F&E-Bedarf besteht, bevor eine großtechnische Nutzung vorgesehen werden kann.

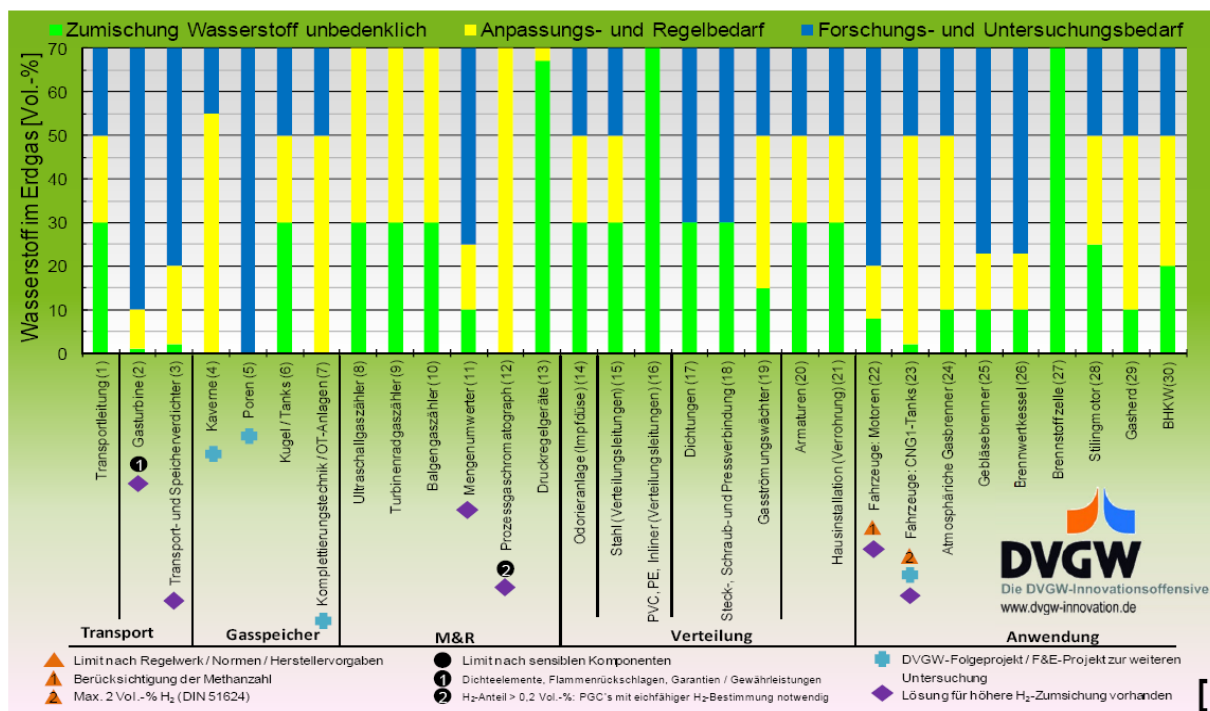


Abbildung 6-14: Wasserstoffverträglichkeit bei verschiedenen Anwendungen [DBI13]

6.4.3. Regularien zur Anreicherung von Wasserstoff im Erdgas

In **Deutschland** sind aktuell Wasserstoffkonzentrationen von 5-20 Vol.% im Erdgas konform zum DVGW-Regelwerk. Folgende DVGW-Regelwerke sind relevant:

- DVGW Regelwerk (1. und 2. Gasfamilie)
- DVGW Technische Regel G 260 (Gasbeschaffenheit): 5 Vol.% Wasserstoff im Erdgas
- DVGW Technische Regel G 260 (Gasabrechnung)
- Kraftstoffnorm DIN 51624: Technische Einschränkung bei Turbinen auf 1 Vol.% und 2 Vol.% bei Erdgastankstellen
- DIN EN 437 für Gasendgeräte: H-Gas, Tolerierung eines Wasserstoffanteils von 23 Vol.% vorgeschrieben zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs

Die Gesetzeslage gemäß EnWG und EEG2012 sieht den Einsatz von Wasserstoff im Erdgasnetz wie folgt [EWITA11]: „Mit der bereits in Kraft getretenen Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes werden regenerativ erzeugter Wasserstoff und SNG energiewirtschaftsrechtlich weitgehend dem durch anaerobe Vergärung gewonnenen Biogas gleichgestellt. Betreiber von Wasserstoff- bzw. SNG-Einspeiseanlagen, Transportkunden und Endverbraucher profitieren daher von den insbesondere in der GasNZV und in der GasNEV für Biogas vorgesehenen Privilegierungsvorschriften. Durch die EEG-Novelle werden zudem zum 1.1.2012 erste Rechtsgrundlagen für eine Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und SNG in KWK-Anlagen geschaffen. Der erste Schritt zur Schaffung eines Rechtsrahmens für Speichergase ist damit getan. Förderregelungen, die einen wirtschaftlichen Anreiz zur Errichtung und zum Betrieb solcher Anlagen setzen würden, stehen jedoch noch aus.“

Auf **EU-Ebene** wird Fertigung von Druckgräten durch die EU-Druckgeräte-Richtlinie PED (Pressure Equipment Directive) geregelt. Relevante Regularien in Großbritannien sind bei [BGS2008] festgehalten.

6.4.4. Regularien zu Wasserstoffleitungen, Tanks und Kavernen

Obertägige Auslegung von Rohrleitungen für eine Wasserstoffkaverne ist in DIN EN 10208 bzw. DIN EN ISO 3183, Norm L290 MB – L485 MB festgelegt [NOW14]. Insbesondere ist auch die Richtlinie „Hydrogen transportation Pipelines“ der European Industrial Gas Association [EIGA04] bei der Werkstoffauswahl und Auslegung einzubeziehen.

Ein VdTÜV-Merkblatt 514 gibt seit dem Jahre 2009 Empfehlungen für die sichere Auslegung von Wasserstofftankstellen in Deutschland. Für Wasserstoffspeicherung sind insbesondere die ISO-Normen relevant, die in den Technischen Komitees für Druckgase (TC58) und für Wasserstofftechnologien (TC197) entwickelt wurden. Sie sollen Funktionsfähigkeit, Kompatibilität und Sicherheit gewährleisten. Es gibt bereits über 20 ISO-Normen, die für den Wasserstoffeinsatz relevant sind und genutzt werden können. Dazu kommen viele, zu deren Anwendungsbereich neben anderen Gasen auch Wasserstoff gehört.

In manchen Bereichen, wie z. B. Betankungsprozeduren, haben sich trotz der Bestrebungen, Normen international harmonisiert zu formulieren, doch eher nationale oder brancheninterne Normen als faktisch international akzeptierte Normen etabliert (z. B. SAE J2600, SAE J2601), die nur schrittweise in internationale Normen wie z. B. die ISO 17268 überführt werden [DWV_Wasserstoff-Sicherheitskompendium2011].

Auf **internationaler Ebene** werden für den Wasserstoff wichtige Normen wie z. B. die ISO 17268 und die ISO 20100 entwickelt. Die ISO 17268 befasst sich mit der Vereinheitlichung der Anforderungen für die Betankungsschnittstelle von Druckwasserstoff (25, 35, 50 und 70 MPa) für den Einsatz in Straßenfahrzeugen. Die ISO 20100 schlägt harmonisierte Anforderungen für die Auslegung, den Betrieb und die Wartung von Wasserstofftankstellen vor. Ein solchermaßen harmonisierter Anforderungskatalog kann eine von fast 200 Mitgliedsländern akzeptierte Basis für die Genehmigung von Wasserstofftankstellen darstellen, sofern die Genehmigungsbehörden dieser Länder in ihren Vorschriften auf diese Norm verweisen.

In den **USA** werden Regularien für Erdgas- und Wasserstoffpipelines und -speichersysteme angewandt. Dies betrifft insbesondere folgende Komponenten eines Pipelinesystems [ANL2007]:

- Übertragungspipelines,
- Kompressorstationen,
- Messstationen,
- Verteilungssysteme (im bevölkerten Gebiet),
- Ventile,
- Überwachungs- und Kontrollsysteme.

In den meisten Bundesstaaten der USA existieren Regelwerke, die bei folgenden Institutionen erarbeitet und hinterlegt werden:

- Department of Transportation,
- Federal Energy Regulatory Commission,
- Office of Pipeline Safety,
- National Transportation Safety Board,
- U.S. Coast Guard,
- Federal Emergency Management Agency,
- Public Utility Commission und
- State and local fire department.

Die Regularien für den Bau von Wasserstoffpipelines werden permanent weiterentwickelt. Die "American Society of Mechanical Engineers (ASME) Board on Pressure Technology Codes and Standards" erarbeitet Standards und Regelwerke, die eine unabhängige Übereinstimmung der Akteure zum Ziel hat. Diese sind in den Industrie-Codes ASME BPV, ASME B31.3, NEC (NFPA 70) und Wasserstoff-Codes NFPA 55, CGA Guidelines sowie SAEJ2600, SAEJ2601, NFPA 50, NFPA 52 festgehalten. Alle Mindestanforderungen an eine Wasserstoffpipeline sind in den [DOT49] zu finden und an die Standards für Erdgaspipelines angelehnt.

Wegen der unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan sind besondere Anpassungen notwendig. Die wesentlichen Unterschiede werden wie folgt zusammengefasst:

- Die notwendige Zündenergie bei Wasserstoff ist kleiner als bei Erdgas, hieraus folgt jedoch auch eine geringere resultierende Explosionskraft.
- Eine Wasserstoffflamme brennt schnell und gibt nur ca. 10% der Wärme einer Erdgasflamme ab. Wasserstoffbrände verursachen geringere Schäden in der unmittelbaren Umgebung.
- Es ist schwierig, Wasserstoff an frischer Luft zum Entzünden zu bringen. Er ist 14,4-mal leichter als Luft und entweicht mit hohen Geschwindigkeiten aus Tanks.
- Die Wasserstoffverbrennung erzeugt vernachlässigbare Emissionen in der Umgebung. Nur Stickoxide können bei den hohen Temperaturen in der Umgebungsluft entstehen.
- Die Zündenergie für ein stöchiometrisches Brennstoff-Gas-Gemisch beträgt bei Wasserstoff weniger als 10% der Zündenergie von Erdgas.

Die Dauer von Genehmigungsverfahren für Wasserstoffleitungen in den USA wird mit durchschnittlich 2-3 Jahren angegeben.

6.4.5. Regularien zum Bau von Kavernen

In Deutschland handelt es sich beim Bau von Kavernen um bergbauliche Vorhaben, die im Bundesberggesetz (BbergG) geregelt sind. Für Erkundung, Planung, Auslegung, Genehmigung (Genehmigungsbehörde, Umweltverträglichkeitsprüfung) und Planfeststellungsverfahren werden ca. 4-5 Jahre veranschlagt [NOW14].

Zur Bestätigung der Dichtheit von Kavernen werden je nach Staat unterschiedliche Qualifizierungstests durchgeführt. mit den zugehörigen Referenzen. gibt eine Zusammenfassung mit den zugehörigen Referenzen.

Staat, Institution	Akzeptable Leckagerate (Testmedium: Stickstoff)	Referenz, Quelle
SMRI (Solution Mining Research Institute)	150 kg/d	SMRI-Report R95-0001, Leckagerate = das 3-fache des detektierbaren Minimums (URL: http://www.solutionmining.org)
HSE (UK / Health and Safety Executive)	<50 l/d ok <150 l/d weitere Untersuchungen notwendig	URL: http://www.hse.gov.uk/foi/internalops/hid_circs/enforcement/spcenf185.htm
SSE / Aldborough (UK)	51.4 l/d ok, 268.8 l/d wurde nicht akzeptiert Test-Druck = 286 bar	Reparatur einer Kaverne nach einem Zwischenfall beim mechanischen Integritätstest (SMRI Konferenz, 2011)
Deutschland	<50 l/d akzeptabel, <150 l/d weitere Untersuchungen notwendig	BVOT, keine festgelegten Werte durch die Gesetzgebung, best practice: berechneter Wert ist kleiner als die minimal detektierbare Leckagerate (50 l/d) (best practice)
Kanada	~60 l/d (Stickstofftest bei dem 1,1-fachen des Betriebsdrucks. Akzeptabel = Bewegung der Lake-Oberfläche ist kleiner als 30 cm in 24 h)	Canadian Standards Association, 2006. Storage of Hydrocarbons in Underground Formations, CSA Standards Z341 Series-06
USA, Kansas	<436 l/d	Kansas Department of Health and Environment, 2003. Kansas Administrative Regulation 28-45a – Underground Natural Gas Storage Wells. (Vorschrift)
USA, Texas	<436 l/d	Railroad Commission of Texas, 2007. Rule 97 – Underground Storage of Gas in Salt Formations. (best practice)
USA, Mississippi	<436 l/d	Mississippi Oil and Gas Board, 2003. Statewide Rules and Regulations, Rule 64. Underground Storage Wells of Liquefied Compressed Gases, Crude Oils, Refined Hydrocarbons, Compressed Air and Natural Gases in Reservoirs and Dissolved in Salt Beds, Jackson, Mississippi. (best practice)

Tabelle 6-29: Leckagetests zur Überprüfung der Dichtheit von Kavernen aufgelistet nach Staaten/Institutionen

6.5. Zusammenfassung

Der Beitrag von Wind und Photovoltaik bei der Bruttostromerzeugung beträgt im Jahr 2015 voraussichtlich ca. 20% und kann bis zum Jahr 2030 auf 54% und bis zum Jahr 2050 auf 82% steigen [DLR/IWES/IfNE11]. Die installierte Leistung würde entsprechend von 17% der gesamten zur Bruttostromerzeugung installierten Leistung im Jahr 2015 auf 59% im Jahr 2030 bzw. 66% im Jahr 2050 steigen. Mit dem hohen Zuwachs an fluktuierenden Stromerzeugern wird ein Anstieg des Überschussstroms auf ca. 50 - 60 TWh/a bis zum Jahr 2050 erwartet. Die Überschüsse entstehen vor allem bei Starkwindperioden, die meist über mehrere Tage andauern, und bei Langezeit-Hochdruckwetterlagen.

Der Betrieb eines Elektrolysesystems mit Kavernenspeicher kann solch einer intermittierenden Lastbeaufschlagung Rechnung tragen und bei der Aufnahme von Lastspitzen oder der Bereitstellung von Wasserstoff zur Rückverstromung mitwirken. Bei der Auslegung der Komponenten Elektrolyseur, Verdichter, Trocknungseinheiten ist zu entscheiden, welchen Anteil der intermittierende Betrieb im Vergleich zum stationären Betrieb einnimmt. Dies ist ebenfalls maßgeblich abhängig von der Kavernengröße und den geologischen bzw. thermodynamischen Eigenschaften beim Ein- und Auspeisen von Wasserstoff. So soll die betragsmäßige maximale Druckrate von 10 bar pro Tag nicht überschritten und eine Einspeisetemperatur $< 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ berücksichtigt werden. Salzkavernenspeicher in den USA und GB zeigen, dass die Ein- und Auspeisung sowie die Rückspeisung in ein bestehendes Pipelinesystem technisch beherrscht werden.

Es gibt unterschiedliche Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff. Während heute die Industrie fast alleiniger Wasserstoffverbraucher (und -produzent) mit über 20 Mrd. Nm^3 Wasserstoff pro Jahr in Deutschland ist, wird die Nutzung als Brennstoff, Speichermedium und Kraftstoff stark zunehmen. Für das Jahr 2050 wird erwartet, dass die industriell genutzte Wasserstoffmenge auf ca. 15 Mrd. Nm^3 zurückgeht, hingegen der Einsatz als Kraftstoff in Brennstoffzellen- und Gasfahrzeugen auf ca. 22 Mrd. Nm^3 und als Brennstoff in Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen- oder Brennstoffzellen-Kraftwerken auf ca. 7 Mrd. Nm^3 Wasserstoff ansteigen kann. Als industrielle Hauptnutzer zählen heute die Ammoniak- und Methanolherstellung sowie Raffinerien. Insbesondere eine Abkehr vom fossilen Energieträger Erdöl kann eine Abnahme des Wasserstoffbedarfs in diesem Sektor von heute ca. 9 Mrd. Nm^3 auf 1,4 Mrd. Nm^3 im Jahr 2050 bewirken.

Den höchsten wirtschaftlichen Nutzen erzielt der Verkauf von Wasserstoff als Kraftstoff. Daneben bestehen Erlösmöglichkeiten durch Rückverstromung des Wasserstoffs und Stromverkauf an der Börse und durch Vorhaltung von Regelleistung. Am Spotmarkt wird auch die Energie zur Erzeugung des Wasserstoffs eingekauft. Auf dem Spotmarkt werden allerdings nur geringe Einnahmen erzielt werden. Im Stromnetz kann das Elektrolysesystem aufgrund seiner hohen Betriebsdynamik und Speichermöglichkeit als Sekundär- und Minutenregelleistung (SRL, MRL) eingesetzt werden. Der durchschnittliche SRL-Bedarf wird unter Voraussetzung des oben skizzierten Ausbaus fluktuierender Erzeuger schwach von heute 2.100 MW auf ca. 2.300 MW im Jahr 2050 zunehmen, wohingegen mit einem starken Anstieg beim MRL-Bedarf von derzeit 2.500 MW auf knapp 5.000 MW im Jahr 2050 zu rechnen ist. Bei der Rückverstromung können Brennstoffzellen als positive SRL und MRL eingesetzt werden, GuD nur bei der MRL. Die SRL nimmt von heute 2.100 MW auf 3.000 MW im Jahr 2050, die MRL von heute 2.100 MW auf über 4.000 MW im Jahr 2050 voraussichtlich zu. Die Bereitstellungskosten sind rückläufig, während geleistete Arbeitspreise steigen. Die sich entwickelnden Preise hängen insbesondere von den rechtlichen Rahmenbedingungen beim Tranchieren der Ausschreibungsmengen und den Prognosefehlern bei einem höheren EE-Anteil im

Stromnetz ab. An einzelnen Tagen mit hoher EE-Anteil im Stromnetz wird zeitlich aufgelöst ein fast doppelt so hoher Bedarf an MRL bereits im Jahr 2030 verglichen mit dem heutigen Bedarf bestehen wird. Die technischen Anforderungen an die Lasten sind umfangreich, daher werden bereits heute dezentrale Anlagen gebündelt und als RL-Pools vermarktet, sie sich aus unterschiedlichen Einheiten zusammensetzen. Hier sollte eine Integration einer EL-Anlage untersucht werden. Eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ermöglicht die Bereitstellung von Wasserstoff als zentralen Energieträger in Deutschland. Dies erspart das Verlegen zusätzlicher Pipelines durch das bundesdeutsche Gebiet. Transport und Verteilung durch das Erdgasleitungsnetz sind aus technischer Sicht möglich. Der Einfluss von Wasserstoffkonzentrationen bis 20 Vol.% wird als technisch beherrschbar eingestuft. Bei einer transportierten Erdgasmenge von ca. 93 Mrd. Nm³ im Jahr 2012, ließen sich künftig bis zu 19 Mrd. Nm³ Wasserstoff (ca. 40% der benötigten Wasserstoffmenge im Jahr 2050) und ca. 74 Mrd. Nm³ Erdgas transportieren. Anpassungen und Eignungsprüfungen sind vorzunehmen und in den technischen Regelwerken (DVGW) zu dokumentieren. Allerdings ist bei den Erdgasnutzern keine durchgehende Verträglichkeit garantiert. Notwendige F&E-Bedarf ist bei Gasturbinen, Verdichtern, Verbrennungsmotoren und Dampfkesseln zu sehen. Ein zusätzlicher Nutzen zeichnet sich bei der Speicherung und Vermarktung des produzierten Sauerstoffs ab. Der Sauerstoff kann einerseits direkt an Endverbraucher (Medizin, Tauchen, Labore) verkauft werden, wobei hier eher ein Preisverfall zu erwarten ist, oder andererseits für eine effizientere, dezentrale Rückverstromung in der Brennstoffzelle zur Wirkungsgradsteigerung um ca. 10% genutzt werden.

Bei Vorwärmung des aus der Kaverne ausgelagerten Wasserstoffs kann mit der Abwärme der Elektrolyse- und Rückverstromungsanlage vorgenommen werden. Zusätzlich können die Anlagen, die vorübergehend nicht in Betrieb sind, „warm gehalten“ werden, um eine schnelle Betriebsfähigkeit (z.B. als Sekundärregelreserve in < 5 Minuten) zu gewährleisten.

Weitere Synergien, die zukünftig ebenfalls von Interesse sein könnten und näher untersucht werden sollten, sind eine Wasserrückgewinnung aus der Brennstoffzelle und Rückeinspeisung in die EL-Anlage sowie die Nutzung der Druckenergie bei Druckreduzierung nach Auslagerung zur Erzeugung von elektrischer Energie mittels Generatortechnik.

6.6. Literaturverzeichnis

- [Airpro14] Air Products, URL: <http://www.airproducts.de>, Aufruf: Januar 2014.
- [ANL2007] Argonne National Laboratory: Overview of Interstate Hydrogen Pipeline Systems, Environmental Science Division, ANL/EVS/TM/08-2, U.S. Department of Energy, URL: <http://www.osti.gov/bridge>, Aufruf: November 2007.
- [Atlas14] Atlas Copco, persönliche Mitteilung, März 2014.
- [Belz12] Belz S.: Untersuchungen zur synergetischen Einbindung von Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen in Lebenserhaltungssysteme, Dissertation, Universität Stuttgart, 2012.
- [BDEW09] BDEW – Gas und Strom 2008: Konjunkturrückgang dämpft Energieverbrauch, 2009.
- [BDEW14] URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/8DFFSL-DE_Grafiken, Aufruf: Mai 2014.
- [BGS08] British Geological Survey, Underground Storage – Mineral Planning Factsheet, Communities and Local Government, 2008.
- [BHKW11] BHKW-Infozentrum GbR, URL: <http://www.kwkk.de/>, Aufruf: März 2014.
- [BHKW14] Ihr BHKW-Berater, Steinborn innovative Gebäude-Energieversorgung, URL: <http://www.ihr-bhkw-berater.de>, Aufruf: März 2014.
- [BKar05] Bundeskartellamt: Az: B8-400000-U-309/99, Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) am 13. Juli 2005, Verordnungen über den Zugang zur Elektrizitätsversorgungsnetzen (Netzzugangsverordnung - StromNZV) sowie über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Netzentgeltverordnung - StromNEV) am 29. Juli 2005.
- [DLR/IWES/IfNE 11] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010.
- [BMWi14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erdgasversorgung, URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/KonventionelleEnergietraeger/gas,did=292324.html>, Aufruf: April 2014.
- [DBI10] Hüttenrauch J.: Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas, energie – Wasser-praxis, Heft 10/2010, S. 68-71, 2010.
- [DBI11] Schmitz S.: Einfluss von Wasserstoff als Gasbegleitstoff auf Untergrundspeicher, DBI-Fachforum Energiespeicherung, Präsentation, www.dbi-gut.de, 2011.
- [DBI11a] Müller-Syring G.: Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, energie – Wasser-praxis, Heft 4/2011, S. 72-77, 2011.
- [DBI11b] Krause H., Müller-Syring G.: Wasserstoff aus Windstrom als chemischer Energiespeicher im Erdgasnetz und die Rolle der Brennstoffzellen zur Rückverstromung, Kooperationsforum – Technologien stationärer Speicher, Freiburg, Präsentation, www.dbi-gut.de, 2011.

- [DBI12] Wersch M., et al.: Auswirkungen von Änderungen der Gasbeschaffenheit auf industrielle Anwendungen, gat 2012 Dresden, Präsentation, www.dbi-gut.de, 2012.
- [DBI13] Henel M., Müller-Syring G.: Das Erdgasnetz und seine Potenziale für die Energiewende – Wasserstofftoleranz des Erdgasnetzes, DVGW-Projekt G1-07-10, Innovationsforum Leipzig, Präsentation, www.dbi-gut.de, 2013.
- [dena14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Endbericht, 2014.
- [DOT49] U.S. Department of Transportation (DOT) regulations in Title 49, Part 192, of the Code of Federal Regulations (49 CFR Part 192), “Transportation of Natural Gas and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards”
- [DWV11] Wurster R., Schmidtchen U.: DWV-Wasserstoff-Sicherheitskompendium, Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, 2011.
- [EIGA04] European Industrial Gases Association: Hydrogen Transportation Pipelines. IGC Doc 121/04/E, Brüssel, Belgien, 2004.
- [EWITA11] Valentin F., von Bredow H.: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. Heft 12, S. 99-105, 2011.
- [Gassel14] Gassel A.: Die Adsorptionskältemaschine - Betriebserfahrungen, thermodynamische Modell und TRNSYS-Simulation, TU Dresden, Institut für Thermodynamik und Technische Gebäudeausrüstung, URL: <http://www.adsorber.de>, Aufruf: März 2014.
- [Huber14] Huber A.: Hybridkraftwerk, Internetpräsenz, Vorstellung des Projektes, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Verbrennungstechnik, URL: http://www.dlr.de/vt/desktopdefault.aspx/tabid-9006/15559_read-15119, Aufruf: März 2014
- [Hychico13] Hychico-Projekt, URL: <http://www.hychico.com/>, Aufruf: November 2013.
- [Hydro14] U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cells Program, URL: <http://www.hydrogen.energy.gov>, Aufruf: Januar 2014.
- [KWF14] URL: kraftwerkforschung.info, Bild von Peter Lehmacher, Aufruf: Januar 2014.
- [Linde10] Linde Group, Präsentation „Hydrogen Fuel Quality for FCVs“, 2010.
- [Linde14] Linde Group, persönliche Mitteilung, Februar 2014.
- [NEXT14] NEXT Kraftwerke GmbH, URL: <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>, Aufruf: April 2014.
- [NOW11] NOW GmbH, Fh-ISE: , Fh-ISE: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, Abschlussbericht, 2011.
- [NOW14] NOW GmbH, Planet Planungsgruppe Energie und Technik GbR: Integration von

Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem, Abschlussbericht, 2014.

- [Öko14] Hermann H., et al.: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, Öko-Institut e.V., 2014.
- [Praxair11] Präsentation: Global Hydrogen Growth Investor Day, 22.06.2011.
- [Regel14] URL: www.regelleistung.net, Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 hertz, Amprion, Transnet BW, Tennet, Aufruf: April 2014.
- [Sauer13] Sauer U.: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, Skript, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antrieb, RWTH Aachen, 2013.
- [Sørensen07] Sørensen, B.: Underground hydrogen storage in geological formations, and comparison with other storage solutions, Dep. Of Environmental, Social and Spatial Change, Roskilde University, URL: <http://energy.ruc.dk/HstoreMerida07.pdf>, 2007.
- [Specker13] Specker, T.: Alkalische und Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff im Vergleich, Studienarbeit, Institut für Raumfahrtssysteme, Universität Stuttgart, IRS-13-S82, 2013.
- [Sterner09] Sterner M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems, Kassel, URL: <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf>, September 2009
- [UBA14] Umweltbundesamt, Verkehr: URL: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr>, Aufruf: April 2014.

6.7. Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BSZ	Brennstoffzelle
EE	Erneuerbare Energie(n)
EL	Elektrolyse
FCEV	Fuel Cell Electrical Vehicle (Brennstoffzellen-Fahrzeug)
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampfturbine
HHV	High Heating Value (Oberer Heizwert)
MRL	Minuten-Regelleistung
PEFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle)
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PV	Photovoltaik
RL	Regelleistung

SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Feststoffoxid-Brennstoffzelle)
SRL	Sekundärregelleistung
WK	Windkraft